

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

СТУДЕНЧЕСКИЙ ЧАПТЕР МЕЖДУНАРОДНОГО ОБЩЕСТВА
ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ



ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

*Труды XVIII Международного симпозиума имени академика
М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного
115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР,
профессора К.М. Сатпаева,
120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР,
профессора Ф.Н. Шахова*

Издательство
Томского политехнического университета
2014

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78 Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 838 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, геoinформационных 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 XVIII 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, 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 – В.И. Верещагин, профессор, д.х.н.
Секция 11 – Л.П. Рихванов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 12 – А.Т. Росляк, профессор, д.т.н.
Секция 13 (подсекция 1) – В.И. Ерофеев, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 13 (подсекция 2) – Э.Д. Иванчина, профессор, д.т.н.
Секция 13 (подсекция 3) – В.В. Коробочкин, профессор, д.т.н.
Секция 14 – В.Д. Евсеев, профессор, д.т.н.
Секция 15 – С.Я. Рябчиков, профессор, д.т.н.
Секция 16 – В.Г. Лукьянов, профессор, д.т.н.
Секция 17 – В.Г. Крец, доцент, к.т.н.
Секция 18 – А.В. Рудаченко, доцент, к.т.н.
Секция 19 – С.Н. Харламов, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 20 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.
Секция 21 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.
Технический редактор – А.В. Епихин, старший преподаватель

ISBN 978-5-98298-569-9 © ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2014
© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2014

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

SPE STUDENT CHAPTER



PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Part II

*Proceedings of the 18th International Scientific Symposium of students,
Postgraduates and young Scientists devoted to the
115th Anniversary of Academician K.N. Satpaev and
120th Anniversary of Corresponding member of RAN of USSR F.N. Shaikhov*

Tomsk Polytechnic University Publishing House
2014

UDC 504(063)

BBC 20.1.10
P78

P78 **Problems of Geology and Subsurface Development:** Proceedings of the 18th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 115th Anniversary of Academician K.N. Satpaev and 120th Anniversary of Corresponding member of RAN of USSR F.N. Shakhov. Pat II; Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2014. – 838 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 18th 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, director

Executive editor – G.M. Ivanova, Associate Professor

Panels' executive editors:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Panel 10 – V.I. Vereshagin, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 11 – L.P. Rikhvanov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 12 – A.T. Roslyak, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 13 (1) – V.I. Yerofeyev, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 13 (2) – E.D. Ivanchina, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 13 (3) – V.V. Korobochkin, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 14 – V.D. Yevseyev, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 15 – S.Y. Ryabchikov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 16 – V.G. Lukyanov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 17 – V.G. Krets, Associate Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 18 – A.V. Rudachenko, Associate Professor, Ph D (in Mineralogy)

Panel 19 – S.N. Kharlamov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

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

Panel 21 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

Technical editor – A.V. Epikhin, Senior lecturer

ISBN 978-5-98298-569-9

© State Educational Institution of Higher Professional Training
«National Research Tomsk Polytechnic University», 2014
© Design. National Research Tomsk Polytechnic University
Publishing House, 2014

ПРЕДИСЛОВИЕ

7 – 11 апреля 2014 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся Восемнадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 115-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева и 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР профессора Ф.И. Шахова.

Организация и проведение Восемнадцатый 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 2014 г. отметил свое 113-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»), 9 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 357 преподавателей, среди которых 7 – академики РАН, 28 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 57 докторов и 160 кандидатов 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.

Симпозиум работал по 21 секции и Круглому столу: 1. Палеонтология, стратиграфия и региональная геология; 2. Минералогия, геохимия и петрография; 3. Месторождения полезных ископаемых. Современные технологии и методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Геоинформационные системы в геологии; 4. Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья. Геоинформационные системы в геологии нефти и газа; 5. Геофизические методы исследования Земли, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Геоинформационные системы в геофизических исследованиях; 6. Гидрогеология и инженерная геология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях; 7. Гидрогеохимия и гидрогеоэкология Земли. Геоинформационные системы в гидрогеоэкологии; 8. Космогеологические исследования. Методы. Результаты. Перспективы; 9. Землеустройство: наука и практика; 10. Комплексное использование минерального сырья; 11. Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии; 11.1 подсекция. Геоэкология, охрана и защита окружающей среды; 11. 2 подсекция. Общие проблемы экологии, биологии и географии; 12.Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений; 13. Современные технологии подготовки и переработки минерального и углеводородного сырья; 13. 1 подсекция. Переработка нефти и газа; 13. 2 подсекция. Моделирование процессов переработки углеводородного сырья; 13. 3 подсекция. Переработка минерального сырья; 14. Современные технологии и техника бурения нефтяных и газовых скважин; 15. Современные технологии и техника разведки месторождений полезных ископаемых; 16. Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых; 17. Современная нефтепромысловая техника и ее совершенствование; 18. Современные технологии и техника нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ; 19. Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа; 20. Экономика минерального и углеводородного сырья. Горное право; 21. Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках); 21. 1 подсекция. Доклады на английском языке; 21. 2 подсекция.

Доклады на немецком языке; 22. Круглый стол по теме: «Молодежные научные объединения. Возможности. Проблемы. Перспективы».

Восемнадцатый Симпозиум проведен при информационной поддержке Министерства образования и науки, при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 14-05-06-802 моб г), с финансированием на общую сумму 250 тыс. рублей.

Заявки для участия в симпозиуме подали **1195 студентов и молодых ученых** России, ближнего и дальнего зарубежья, которые **представили 970 докладов**, из которых **293** доклада заявили **иногородние участники**. Это представители дальнего зарубежья - **32 участника из 16 ВУЗов, научных и производственных организаций 12 городов**. Страны СНГ представили **58 участников из 30 ВУЗов, научных и производственных организаций 20 городов**. Россия была представлена **206 иногородними участниками из 78 ВУЗов, научных и производственных организаций, 48 городов**. Томичи представили **677 докладов**. С докладами на английском и немецком языках выступило **73 человека**.

Во время работы симпозиума на заседаниях 21 секции и Круглого стола, из **970 представленных докладов** было **заслушано 827 докладов** (из ТПУ – 677). **Стендовых докладов** было рассмотрено – 143. Активное участие в работе симпозиума приняли **иногородние участники**, которые выступили со **150 докладами**.

Статус участников симпозиума, из представивших **970 докладов**, следующий: **студентов – 655, аспирантов – 180, научных сотрудников – 82, инженеров – 30, молодых преподавателей – 18, школьников - 5.**

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из **ВУЗов – 607, из РАН – 22, НАН – 8, из отраслевых НИИ – 18, из производственных организаций – 10, из школ – 5.**

Из **827 заслушанных докладов** (из ТПУ - 677) **доклады студентов и магистрантов** составили – **547** (из ТПУ – 490), **доклады аспирантов и молодых ученых – 130** (из ТПУ – 80) и **5 школьников**. Заседания симпозиума по 21 секции в течение 4-х дней **посетило 2010 человек**.

Наибольшее число докладов было представлено на секциях: «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии» - 78 докладов, 89 авторов; «Современные технологии подготовки освоения и переработки минерального и углеводородного сырья» - 83 доклада, 149 авторов; «Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья.» - 70 докладов, 81 автора.

Дальнее зарубежье было представлено 32 докладами из 9 стран: Германии, Франции, Китая, Италии, Польши, Эквадора, Ирака, Вьетнама и Монголии.

Ближнее зарубежье (страны СНГ) представили 58 докладов из 9 стран: из Национальных Академий наук и вузов Украины, Белоруссии, Казахстана, Латвии, Азербайджана, Армении, Узбекистана, Киргизии, Таджикистана.

География участников симпозиума обширна. 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), Институт минералогии, геохимии и кристаллографии редких элементов РАН (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, 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 Хановера (г. ХанOVER, Германия), Чешского технического университета (г. Прага, Чехия), Лукойл Мид-Ист Лдт (г. Басра, Ирак), Дортмундского технического университета (г. Дортмунд, Германия), Департамента природных ресурсов (г. Ханой, Вьетнам), Научно-исследовательского института геологии Днепрпетровского национального университета им. Олеса Гончара (г. Днепрпетровск, 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. Ташкент, 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), Институт радиационной безопасности и экологии (г. Курчатова, Казахстан), 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), Центр наук о Земле, металлургии и обогащение НАН (г. Алматы, Казахстан), 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), Институт гидрогеологии и инженерной геологии НАН (г. Ташкент, Узбекистан), Государственного комитета Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам (г. Ташкент, Узбекистан), Ошский технологический университет (г. Ош, Казахстан), 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), Казахский НИИ экологии и климата (г. Астана), 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), Западно-Казахстанский инженерно – гуманитарный университет (г. Уральск), Руднинского индустриального института (г. Рудный, Казахстан), Казахский НИИ радиационной медицины и экологии (г. Семей, Казахстан), Павлодарского государственного педагогического университета (г. Павлодар, Казахстан), Институт геологии и сейсмологии Академии наук Молдовы (Кишинев), Институт горного и дела и горных технологий (г. Бишкек, Кыргызстан), 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), НИИ экологии Севера (г. Якутск), 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), Дальневосточное отделение РАН (г. Хабаровск), 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 им. А.А. Трофимука (г. Новосибирск), Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра (г. Казань), Геологический институт Кольского научного центра РАН (г. Апатиты), Института проблем нефти и газа СО РАН (г. Якутск), Иркутского государственного технического университета (г. Иркутск), Казанского (Приволжского) Федеральный университет (г. Казань), Башкирский государственный университет (г. Уфа), Казанского государственного энергетического университета (г. Казань), Кемеровского государственного университета (г. Кемерово), Северо – Кавказский федеральный университет (г. Ставрополь), 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), Национально следователский Саратовский государственный университет им. М.Г. Чернышевского (г. Саратов), 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), Научно-производственный центр по сверхглубокому бурению и комплексному изучению недр Земли (г. Ярославль), Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова (г. Якутск), Северо-Кавказского горно-металлургического института (государственного технологического университета) (г. Владикавказ), Институт природных ресурсов, экологии и криологии СО РАН (г. Чита), 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), Амурский государственный университет (г. Благовещенск), Центрального научно-исследовательского института геологии нерудных полезных ископаемых (г. Казань), Югорского государственного университета (г. Ханты-Мансийск), Южно-Российского государственного политехнического университета им. М.И. Платова (г. Новочеркасск), Южного научного центра РАН (г. Ростов-на-Дону), Южного федерального университета (г. Ростов-на-Дону), Пермская государственная сельскохозяйственная академия им. академика Д.Н. Прянишникова (г. Пермь), Юргинского технологического института-филиала Томского политехнического университета (г. Юрга), ОАО «Боровичского комбината огнеупоров» (г. Боровичи), Сибирская государственная геодезическая академия (г. Новосибирск), 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), Красноярский государственный педагогический им. В.П. Астафьева (г. Красноярск), ООО «ГеоКомпани» (г. Новосибирск), Западно-Сибирский филиал Российской академии правосудия (г. Томск), 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), Институт мониторинга климатических и экологических систем (г. Томск), ГНУК Сибирский научно-исследовательский институт сельского хозяйства и торфа (г. Томск), Инновационно-Технологический Центр Сибирского физико-технического института им. академика В.Д. Кузнецова.

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, нефтегазопромышленного 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.

XVIII Международный симпозиум традиционно открыл директор Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета А.Ю. Дмитриев и проректор Национального исследовательского Томского политехнического университета А.К. Мазуров. 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 XVIII Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» – 2014 продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований.

В рамках XVIII Международного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» были проведены три выставки:

Выставка исторических материалов: «К 115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, создателя Академии наук Казахской ССР, профессора, выпускника ТПУ К.И. Сапбаева и к 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР профессора Ф.И. Шахова, основоположника и создателя кафедры месторождений полезных ископаемых в ТПУ».

Выставка «Научные достижения ученых и выпускников ИПР ТПУ по созданию минерально-сырьевой базы страны» (1901 – 2014 гг.)

Выставка научных достижений студентов и молодых ученых ИПР ТПУ в области геологии и современных технологий в освоении недр Земли (1901-2014 гг.)

Во время работы XVIII Международного симпозиума был проведен конкурс лучших научных докладов. Лауреаты конкурса лучших докладов по всем 21 научным направлениям (секциям) награждены дипломами и призами. Всем участникам симпозиума были выданы сертификаты. Награждение было проведено в торжественной обстановке в Международном культурном центре ТПУ, был организован праздничный концерт.

Для участников симпозиума были организованы экскурсии: в музей истории ТПУ, в минералогический и палеонтологический музеи, в научные и учебные лаборатории ТПУ, по городу Томску, в Сибирский ботанический сад, в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим центром; в кабинет-музей академиков В.А.Обручева и М.А.Усова, в Центр профессиональной подготовки специалистов нефтегазового дела, обучающихся по программе Heriot-Watt на базе Эдинбургского университета (Великобритания), в Инновационный научно-образовательный Центр «Урановая геология», в Инновационный научно-образовательный Центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа, в библиотеку ТПУ, в Выставочный Центр современных научных достижений ТПУ.

В рамках XVIII Международного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» был проведен отборочный тур Всероссийского конкурса грантов «У.М.Н.И.К.» Фонда содействия развитию малых форм предприятия в научно-технической сфере в номинации «За научные результаты, обладающие новизной и среднесрочной перспективой (до 6-8 лет) их эффективной коммерциализации». Для участия в конкурсе грантов «У.М.Н.И.К.» на I-тур было подано и рассмотрено 50 заявок студентов и молодых ученых. Для участия во II отборочном туре экспертами на секциях были отобраны 15 проектов.

Конкурсные комиссии секций симпозиума рекомендовали лучшие доклады для публикации в журнале «Известия ТПУ» (ВАКовском журнале).

По итогам симпозиума лучшие 50 статей были подготовлены и опубликованы в специальном выпуске журнала, индексируемом SCOPUS «Науки о Земле и защита окружающей среды» в соответствии с соглашением № 39 от 27.01.2014 г. с издательством Института Физики, Темпл сёкус, Темпл Уэй, Бристоль (Великобритания).

Долженные материалы нередко несут новые научные идеи и имеют большую практическую значимость. В частности, в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых использовались современные геоинформационные технологии с широким применением персональной компьютерной техники, а также новейшая компьютеризованная 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 разведки 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 И.В. Парубенко, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, на тему «Геофизические признаки нефтеносности Баженовской свиты». В докладе представлены доказательства того, что Баженовская свита является коллектором нетрадиционного типа. Рассмотрены возможности выделения новых залежей углеводородов в её пределах, что может позволить по-новому взглянуть на нефтяной потенциал территорий, где распространена Баженовская свита. Интересны и многие другие доклады.

При минералогических, петрографических, литологических и металлогенических исследованиях использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микрозондовый 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-рентгенографии, оригинальные методики расчета количества керогена типа-II 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 микрокриотермостоллика THMSG-600 (Linkam) для исследований флюидных включений, метод натяжного сплайна в программном пакете ArcGis, геомикробиологические 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 Р.Р. Хазиева, Э.И. Фахрутдинова, аспирантов Казанского (Приволжского) федерального университета, на тему «Литолого-геохимическая неоднородность пермских и верхнекаменноугольных отложений северо-восточного склона Южно-Татарского свода». Объектами исследования явились пермские отложения (скважины 158-Т, 85-Т, 93-Т), как одни из наиболее изучаемых стратиграфических объектов в России и, в частности, в Республике Татарстан. Это обусловлено как историей стратиграфии, так и минерагеническим значением пермских отложений, выступающих резервуарами природных битумов и других нерудных полезных ископаемых. По данным измерений были построены кривые вариаций содержания химических элементов и их отношений по разрезам. Литостратиграфические границы в результате проделанного метода оказались согласованными с хеомстратиграфическими границами, выделенными по кривым распределения элементов. Выделение седиментационных циклов в разрезах было произведено на основании использования терригенных и хеомогенных литохимических компонентов, а также по данным гамма-каротажа. В ходе проведенных исследований была получена литохимическая зональность и циклизация нижнепермских разрезов на территории северо-восточного склона Южно-Татарского свода. Интересен также доклад А. В. Ощепковой, (магистрант Иркутского государственного университета), выступившая с докладом «Применение модели твердых растворов для описания минерального состава донных осадков оз. Байкал». Донные осадки озера Байкал хранят ценную информацию о палеоклиматических изменениях в Азии в кайнозойе. Успешные работы по проекту «Байкал Бурение» позволили получить керны байкальских осадков до 600-метровой глубины. По биогенному кремнезему, содержащемуся в донных осадках, выявляются циклы «потепление-похолодание», хорошо согласующиеся с морской изотопной кривой. Полученные результаты исследования позволяют дать экспрессную оценку соотношению глинистых минералов (показывающую соотношение иллит-сметит) и содержанию неглинистых минералов, что обеспечивает возможность реконструкции условий выветривания в водосборном бассейне, основываясь только на данных петрохимического состава. Проверка разработанного метода будет проведена на других горизонтах байкальских скважин. Интерес представляет доклад М.А. Рудмина (аспирант Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета), на тему «Фашиальные особенности рудовмещающих горизонтов Бакчарского месторождения». В докладе представлены результаты детального фашиального анализа в масштабе месторождения при помощи интерпретации стратиграфических колонок в комплексе с макро- и микроскопическим исследованием, а также в комплексе с изучением на РФА, электронной микроскопии и термического анализа. Из студенческих работ интересен доклад Батсуурь Жавзмаа, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета на тему «Геодинамические обстановки формирования гранитоидов и их рудоносности южной части Монголии». В докладе представлены данные

химического анализа четырех гранитных массивов Монголии, их интерпретация и пересчет при помощи математической статистики, в результате чего был сделан вывод о их общности в геодинамической обстановки образования. Научную и практическую значимость имеют и другие доклады на секциях 2 и 3.

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 MP3-плеера в качестве устройства регистрации и хранения необходимой информации), использован квалитметрический метод при оценке климато-курортологического потенциала и факторов инженерно-геологических исследований, ряд докладов посвящены исследованию многомерзлых грунтов, что является актуальным при освоении месторождений в зоне криолитозоны, проведено также 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. А. Солдатовой (аспирант Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета), представившей результаты собственных исследований, связанный с особенностями распределения азота в природных водах водосборной площади оз. Поянху (Китай). Автором выявлены основные закономерности распределения азотистых соединений, а также приведен обобщенный анализ возможных источников поступления азотсодержащих соединений в поверхностные и подземные воды. Из студенческих работ интересен доклад С.В. Ляпунова (магистрант Новосибирского государственного университета) в котором были подробно представлены результаты интерпретации данных химического и изотопного состава вод Байкитской антеклизы. Небезынтересным является то, что в результате поиска закономерностей поведения соотношений основных компонентов воды изучаемой антеклизы четко определены группы вод, что позволило установить их генезис. В исследуемом районе установлен сложный тип вертикальной гидрогеохимической зональности: в соленосной формации установлен тренд роста минерализации с глубиной, в надсолевой и подсолевой закономерности не выявлено. Выявлено 5 химических типов рассолов: хлоридный натриевый, хлоридный кальциевый, хлоридный кальций-натриевый, хлоридный натрий-кальциевый и хлоридный натрий-магниевый. В надсолевой формации распространен хлоридный натриевый тип вод, в соленосной – хлоридный натриевый, хлоридный кальциевый, хлоридный кальций-натриевый, в подсолевой формации выявлены все 5 типов вод. По происхождению подземные воды надсолевой формации относятся к рассолам выщелачивания, высокометаморфизованные рассолы соленосной формации имеют седиментационное происхождение, воды подсолевой формации представляют собой воды смешанного генезиса. Интерес представляет также работа А.В. Шестаковой, (магистрант Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета) представившей доклад, связанный с гидрогеохимическими условиями формирования углекислых холодных и термальных вод природного комплекса Чойган. В докладе представлены результаты собственных исследований, подробно рассмотрены особенности химического состава исследуемых вод, приведены аналоги изучаемых по содержанию в них углекислоты. Доклад был сделан на высоком научном уровне, отражал эрудированность автора по рассматриваемому вопросу. 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 палеогидрогеохимических 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-Принятской, 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 глубокопогруженных горизонтов Западной Сибири. В данном направлении интерес представляет доклад Р.И. Сафина, инженера Сибирского научно-аналитического центра, (г. Тюмень), доклад «Перспективы нефтеносности Верхореченской зоны на юге Ямальского полуострова». В докладе представлены новые результаты исследования геологического строения, литологических особенностей и локализации залежей на Верхореченской площади, по результатам бурения и испытания скв. 7-кп и 32-пр отрисован контур предполагаемой залежи в зоне контакта палеозоя и альба, установлена высота залежи нефти. Показано, что Верхореченская зона – некоторый аналог неокотским залежам битуминозных песков в Канаде, что, несомненно, повышает интерес дальнейшего изучения нефтеносности района. Доказано, что прямые признаки нефтеносности явно указывают на существовавшие здесь процессы региональной миграции из мезозойских прогибов вверх по восстанию пластов, следовательно, они имели место и в зонах выклинивания проницаемых толщ на пути их миграции. Интересен также доклад А.А. Кочнева, студента Пермского национального исследовательского политехнического университета, (г. Пермь), по теме: «Исследование горных пород методом рентгеновской компьютерной томографии». В докладе на основе исследования образцов горных пород Восточной Сибири, Пермского края, Узбекистана и Ирака охарактеризованы особенности пустотно-порового пространства терригенных, карбонатных и соленосных пород, показаны возможности и доказано, что рентгеновская томография ядра – очень перспективный метод при исследовании петрофизических свойств горных пород, позволяющий решать огромное разнообразие прикладных и фундаментальных геологических задач. Теоретический и прикладной интерес представляют и многие другие работы.

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 – С.В. Межеловской, (аспиранта Института минералогии, геохимии и кристаллохимии редких элементов РАН, г. Москва) в котором дана собственная оценка возраста и происхождения высокомагнезиальных палеопротерозойских вулканитов одного из районов Кольского полуострова, на основе авторского подхода определения их петротипов по хромовым шпинелям. Автором использованы самые современные методы лабораторно-аналитических исследований. Интересны также работы научных сотрудников Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова (г. Якутск) Г.П. Новгородова, М.Ю. Чепрасова и С.Е. Григорьева по теме: «Новое местонахождение мамонтовой фауны Юннуген в бассейне реки Яны», которые демонстрировали в бассейне р. Яны не только скелетные останки, но и хорошо сохранившихся туш мамонтов, шерстистых носорогов и других представителей вымерших животных, относящихся к ранне-неоплестценево-голоценовому комплексу. Хорошая сохранность мягких тканей и шерсти животных обеспечивается многолетней мерзлотой Якутии. Такая исключительная сохранность останков позволяет в дальнейшем возможность клонирования, восстановления вымерших животных и других научных открытий. Интересны предложения новой компьютерной томографии в микропалеонтологии в дальнейших вопросах изучения микрофлоры и микрофауны, изложенные в работе А.И. Гуц, студента Гомельского государственного университета им. Франциска Скорины из Белоруссии. Интересны и многие другие доклады по данному направлению.

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, линементный анализ, методы улучшения, классификации и предискретизации растворовых изображений. Работу секции открыл профессор, заведующий кафедрой общей геологии и землеустройства ИПР ТПУ А.А. Поцелуев с интересным обзорным докладом «Дистанционные исследования – неотъемлемая часть современного геологоразведочного процесса». Актуальное и интересное сообщение сделали доцент ИПР ТПУ В.Г. Жидков по теме: «Космогеологические исследования при прогнозировании и поисках месторождений алмазов» и доцент ТПУ Ю.С. Ананьев: «Рудные поля и месторождения цветных, редких и благородных металлов Центральной Азии в материалах современных космических съемок». С интересным докладом выступили магистранты Северо-Кавказского федерального университета (г. Ставрополь) Р.И. Исмаилов и Т.В. Логвинова по теме: «Дистанционные методы оценки нефтегазоносности платформ, орогенных и складчатых систем (на примере Кавказа и Русской платформы)». А также доцент Д.В. Мозер и магистранты А.С. Туякбай и Н.И. Гей (Карагандинский государственный технический университет, Казахстан) по теме: «Дистанционное зондирование Караганды на основе

использования радарных данных со спутника ENVISAT» Интересна работа и аспиранта Хассан Махмуд Гомаа Ибрагима (Саратовского государственного университета им. Н.Г. Чернышевского) «Воздействие изменений некоторых космических параметров на изменение уровня Каспийского моря». Интерес вызывал и целый ряд других докладов.

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 2014 г. работу секции открыл пленарный доклад профессора Латвийского сельскохозяйственного университета В.З. Баумане (Латвия), которая осветила ситуацию в землеустройстве в странах Балтии. Пленарный доклад профессора Института природных ресурсов ТПУ О.А. Пасько охарактеризовал историю и перспективы развития землеустройства в России. Активное участие в работе секции приняла доктор биологических наук Дальневосточного отделения РАН Института водных и экологических проблем (г. Хабаровск) Г.В. Харитонова. В её докладе «Современные методы изучения почв» была представлена информация международного уровня исследований, использованы англоязычные слайды, на конкретных примерах разъяснен алгоритм выстраивания научных исследований. 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. Алиферовой, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Состояние земель сельскохозяйственного назначения анализ проблем и пути их решения на примере Томской области». Интересны также доклады Л.В. Бабинович, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Формирование земельных участков в условиях застроенной территории», А.В. Чернова (Сибирская государственная геодезическая академия (г.Новосибирск) по теме: «О возможностях создания и ведения трехмерного кадастра природных ресурсов в России». 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, Pipe-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 керны. 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 электродвигательного 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 нанокаталитических катализаторах; 6) влияние ультрафиолетового облучения цеолитных нанокаталитических катализаторов на выход и селективность образования жидких углеводородов. В одном из лучших докладов Горшкова А.М., аспиранта ИПР ТПУ - по теме: «Исследование влияния диспергирующей присадки С-5А на устойчивость нефтяных асфальтенов в модельной системе методом фотонной корреляционной спектроскопии». Автором 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 ультрамикроразнообразных 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 вырабатывать рекомендации по созданию оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений и мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин. Одним из интересных докладов является доклад Донг Ван Хоанг, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, доклад на тему “Повышение эффективности работы газлифтных скважин на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)”, в котором предложены методы увеличения КПД газлифтных скважин с помощью: 1. увеличения глубины погружения подъемника; 2. снижения относительной скорости газа. Интересен доклад студента ТПУ Г.Т. Зяткова «Перспективы нанотехнологий при добычи нефти». Теоретическую и практическую значимость имеют 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 «ОФИТЕ». 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. Особое внимание молодыми учеными было уделено буровым промывочным и тампонажным растворам, проблемам профилактики и ликвидации осложнений и аварий в бурении, моделировании процессов бурения, рассмотрены новые подходы к повышению механической скорости бурения путем контроля давления в скважине. 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 Д.Н. Мезенцева, ведущего инженера ОАО «ТомскНИПИнефть», на тему «Лабораторные исследования эффективности технологий глушения скважин с контролем поглощения жидкости». В докладе представлены результаты лабораторных исследований изменения проницаемости образцов терригенного керна в результате воздействия блокирующих составов. Актуальность работы обусловлена необходимостью минимизации негативного эффекта снижения проницаемости пласта после обработки блокирующим составом. Для решения этой задачи выполнен лабораторный анализ технологий с использованием образцов керна объекта разработки и выбора рецептур с минимальным влиянием на проницаемость пласта. На примере нескольких известных составов в работе показана возможность экспериментальной оценки коэффициента восстановления проницаемости после воздействия жидкостью глушения. Сравнительный анализ коэффициентов восстановления проницаемости после воздействия блокирующих составов показал, что наибольшей эффективностью ($\beta_i=0,6$ д.ед.) среди рассмотренных составов обладает «FloThru» (производства «MI-Swaco»). Интересен также доклад В.С. Лесина, Е.И. Рычкова, магистрантов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, доклад на тему «Исследование трения в анизотропных породах». В докладе представлены результаты исследования трения в анизотропных породах. Ключевой задачей исследования было подтверждение предположения, что трение между частицами горной породы в ядре сжатия (при вдавлении в нее индентора) является характеристикой процесса разрушения. Экспериментальные исследования проводились на специально сконструированном трибометре. Было показано, что анизотропия в горной породе существенно влияет на трение. При этом классический конус трения с окружностью в основании преобразуется в конусоид с эллиптическим основанием. Полученные результаты подтвердили важность изучения процесса разрушения горной породы через управление трением в области разрушения.

Практический и теоретический интерес имеет доклад Е.Д. Исаева, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета по теме: «Исследование технологических процессов при шароструйном бурении методом высокоскоростной видеосъемки», в котором представлены результаты исследования технологических процессов при шароструйном бурении методом высокоскоростной видеосъемки. В результате исследований были получены данные о процессах движения шаров и шлама при работе бурового снаряда. Установлены причины возникновения осложнений в процессе бурения снарядом и предложены способы их предупреждения. Исследована траектория движения шаров в камере смещения. Новый исследовательский подход позволил ответить на множество вопросов относительно технологии процесса и наметить направления совершенствования конструкций бурового снаряда и критерии подбора параметров режима бурения. 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 О.Л. Булгаковой магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета

«Применение воздушно-сухого и термообработанного торфа при сорбции и утилизации аварийного разлива товарной нефти Нюрольского месторождения на водной поверхности». В докладе представлены результаты применения сорбционных материалов при различных условиях разлива, таких как на почве, на твердой искусственной поверхности и на поверхности природных водоемов. Приведен широкий обзор и детальное сравнение предлагаемых сорбентов с существующими аналогами. Интересны и многие другие доклады. Интересны также доклады студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета Ю.Р. Галиевой «Совершенствование технологии изоляции трубопроводов полиэфирными ленточными покрытиями с двухсторонним липким слоем», и А.А. Сухова, студента Уфимского государственного нефтяного технического факультета: «Мобильный комплекс для механизации спуско-подъемных операций при капитальном и текущем ремонте скважин». Интерес вызвал доклад Д.А. Казанцева и доцента М.С. Салтымакова «Моделирование и оптимизация гидравлических систем в среде FLOWMASTER M7». Интересны и другие доклады по данной секции.

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. Прикладное значение имеет доклад В.А. Фаермана, студента и А.Г. Черемнова студента Института Кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Перспективы применения частотно-временного корреляционного анализа для поиска утечек в нефтепроводах методом акустической эмиссии», в котором показаны перспективы применения частотно-временного корреляционного анализа для математической обработки сигнала. Применения частотно-временного корреляционного анализа потенциально способны повысить эффективность обнаружения течей в нефтепроводах методом акустической эмиссии за счет частичного устранения его принципиальных недостатков. Кроме того, одновременное представление временной и спектральной информации на одной графической структуре (поверхности частотно-временной корреляционной функции), является более наглядным и упрощает работу оператора. Интерес вызвали также доклады А.А. Синюгина, аспиранта и А.С. Ядыкина, студента Самарского государственного технического университета: «Оптимизация моделирования спирального банджа в Ansys» и А.С. Гареева, студента Уфимского государственного нефтяного технического университета: «Капитальный ремонт магистральных нефтепроводов при помощи трубопроводного подъемника». Научное и практическое значение имеют и многие 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 и несомненно имеют научную новизну. Актуальность состоит в решении научных и практических проблем в области горного дела и разработке твердых полезных ископаемых. 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, посвящена изучению подогрева в шахтных калориферных установках. Достоверность полученных результатов подтверждается значительным количеством экспериментальных исследований с применением современных методов анализа. В частности интерес представляет доклад Цыганковой М.В., аспиранта Института физики высоких технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Моделирование гидроимпульсной системы буровых установок в безразмерных параметрах». В докладе представлена разработка математической модели гидроимпульсного безбойкового механизма, входящего в состав буровых установок. Исследования этого механизма показали большие возможности для регулирования формирующегося импульса. Данный механизм в связи с имеющимися конструктивными особенностями, может изменять параметры формирующегося импульса, за счет незначительных изменений в конструкции. Большой интерес представляет доклад Д.Ю.Седнева, аспиранта Пермского национального исследовательского политехнического университета, по теме: «О возможности применения частичной теплоизоляции горных выработок уклонных блоков нефтешахт Ярегского месторождения для повышения энергоэффективности процесса добычи». В докладе представлен термощахтный способ добычи нефти. Основное нововведение данного способа заключается в создании в системе разработки термонагнетательной подсистемы, целью которой является снижение вязкости нефти и, как следствие, повышение коэффициента извлечения нефти. Применение частичной теплоизоляции в горных выработках позволит уменьшить теплоотдачу в воздушную струю, улучшить условия труда, а также создать возможность для повышения средней температуры пласта путем сдерживания теплового фронта. Интересен также доклад в практическом отношении Т.Р. Мифтахова, студента Пермского национального исследовательского политехнического университета по теме: «Способ повышения интенсификации теплообмена в шахтных калориферных установках», в котором представлены исследования для повышения интенсификации теплообмена по периметру калориферного канала предлагается размещать термостекло, у которого со стороны, прилегающей к калориферному каналу, практически отсутствуют теплопотери, а с внутренней стороны канала – производится нагрев воздуха. Данное введение в значительной степени позволит повысить интенсификацию теплообмена при осуществлении воздухоподготовки, а следовательно, снизить затраты энергоресурсов на работу ШКУ в холодное время года. Интерес вызвал доклад Д.С. Плотникова, студента Забайкальского государственного университета (г.Чита) по теме: «Технологические способы управления качеством углей с повышенным содержанием естественных радионуклидов». В докладе представлена разработка эффективных систем управления радиационным качеством углей, которые бы обеспечивали не только полноту извлечения угольной массы из недр, но и обеспечивали радиационную безопасность угольной продукции. Исследования углей на всех месторождениях проводились двумя методами: гамма-опробование углей в естественном залегании, в штабелях и в пробах угля в лаборатории с использованием сцинтилляционного гамма-спектрометра. В процессе проводимых исследований было выявлено закономерности распределения естественных радионуклидов в углях, которые показали, что Уртуйские угли характеризуются весьма высокой изменчивостью содержания радионуклидов и, следовательно, различным их вкладом в суммарную удельную активность. Интересны и многие другие доклады по данному научному направлению.

На секции «Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа» доклады выполнены на высоком современном научном 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 2014 г. работу секции открыл пленарными докладами д. ф.-м. н., профессор Института природных ресурсов Томского политехнического университета С.Н. Харламов. Профессор С. Н. Харламов, 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 подслои и буферную зону. Получены новые данные по гидродинамической и тепловой структуре смесей в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред, при действии сосредоточенных и распределительных нагрузок на трубопроводы, проложенных на местности со сложным рельефом и климатических условиях. Прогноз аварийных ситуаций функционирования трубопроводов и оптимизация режимов их работы, как правило, выполнены по многопараметрическим моделям турбулентности, опирающимся 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. В ряде докладов приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы расчета пристеночных потоков напряжений и деформаций. Показаны результаты апробации редко используемых в практике прикладных расчетов модели турбулентности. Представленные исследования могут служить материалом, подтверждающим большие потенциальные возможности используемых моделей и методов в расчетах сложных сопряженных процессов в природе и технике. Одной их наиболее интересных работ в этом направлении является доклад Р.А. Альгинова, инженера I категории ОАО «ТомскНИПИНефть» по теме: «Особенности разделения турбулентного потока в узлах и сочленениях трубопроводов». В докладе представлены сведения об особенностях численного исследования изменений структуры углеводородных сред в областях слияния и разделения потока. Приведены рекомендации по прогнозу сопротивления трения и теплообмена в энергонапряженных участках. Кроме этого интересен и второй доклад Р.А. Альгинова: «Математическое моделирование влияния диэлектрофореза как способа интенсификации электрокоалесценции водонефтяных эмульсий». Из студенческих работ интересен доклад Р.Г. Афанасьева, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета по теме: «Компьютерное моделирование НДС участка газопровода с абразивным износом дна вследствие наличия в потоке механических примесей». Автором предложены сведения о комплексном физико-математическом и численном моделировании процессов абразивного износа с учетом примесей и сформулированы подходы к детальному прогнозу оптимальных режимов функционирования ТП, определены локальные участки интенсификации процессов и НДС газопровода. Интерес представляет также доклад студентов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета Н.С. Куделина и П.О. Дедеева «Численное моделирование тепловых процессов в стенке трубопровода». 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 ¹³C, метод ГХ-МС, спектроскопии ЯМР ¹³C, ¹H, 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 сажи 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 C3-C4 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 в углеводороды, 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

И.С. Хомякова, аспиранта, и А.И. Татаркиной, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета по теме: «Исследование процесса обогащения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата на цеолитах типа MFI, модифицированных гетерополисидами». В докладе представлены новые уникальные результаты исследования активности цеолитных катализаторов, модифицированных гетерополисидами вольфрама, молибдена и висмута, в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые бензины и исследованных с помощью современных методов анализа: ИК-спектроскопия, рентгенофазовый анализ, электронная микроскопия и метода термодесорбции аммиака. Интерес вызвал также доклад: А.Н. Кошеваровой и Ю.А. Храмцовой, магистрантов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Эпоксидирование нефтеполимерных смол на основе фракции C9». Авторами показано, что эпоксидирование нефтеполимерных смол на основе алифатической C5 и широкой фракции углеводородов позволяет значительно улучшить физико-механические характеристики модифицированных нефтеполимерных смол. Интересны также доклады: Л.Л. Коробицыной, А.А. Степанова, В.В. Козлова, А.В. Восмерикова, сотрудников Института химии нефти СО РАН г. Томск: «Неокислительная конверсия метана на Mo-содержащих цеолитах», а также В.И. Ерофеева, А.И. Татаркиной, И.С. Хомякова, Т.Н. Волгиной, сотрудников Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Получение высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов на наноструктурированных цеолитах MFI, модифицированных гетерополисидами W и Mo». Интересны также доклады: Д.С. Корнеева, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета,

на тему: «Термические превращения тяжелых нефтяных систем и оценка структурных изменений их высокомолекулярных компонентов методом ПМР», в котором представлены новые исследования и данные по результатам автора по влиянию состава перерабатываемого сырья на эффективность процесса термализации нефтяных остатков. Необходимо отметить доклад А.А. Крутея, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Подбор эффективных ингибиторов солеотложений для двух нефтей различного состава». Интересные работы представили: Н.С. Белинская, аспирант Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме «Компьютерная моделирующая система процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив» и М.В. Майлин, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Оптимизация процесса производства товарных бензинов методом математического моделирования». Интересны и другие доклады по данному направлению.

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 И.А. Королева, аспиранта Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева, (г. Кемерово), по теме «Предпроектная разработка технологии обогащения каменных углей с применением математического моделирования». В докладе представлены математическая модель расчета качественно-количественных показателей обогащения угля, реализованная в виде компьютерной программы, которая может использоваться после запуска фабрики для прогнозирования технико-экономических показателей работы и управления качеством выпускаемой товарной продукции. Изложенный подход к проектированию обогатительных фабрик и выполнению предпроектных проработок используется в проектных организациях Кузбасса. Имеется положительный опыт внедрения данной методики проведения предпроектных исследований в ЗАО «Научно-исследовательский и проектный институт «Кузбасспроект» при выполнении проектной документации по реконструкции обогатительного модуля шахты «Талдинская Западная 1» ОАО «СУЭК-Кузбасс», а также при работе над другими проектами. Среди студенческих работ интерес представляет доклад А.М. Ежова, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, на тему: «Обогащение железной руды Бакчарского железорудного месторождения методом сухой магнитной сепарации». В докладе представлены результаты исследования руды Бакчарского железорудного месторождения, отобранной методом скважинной гидродобычи. Показано, что выход концентрата при обогащении руды методом сухой магнитной сепарации определяется классом крупности и напряженностью магнитного поля: основная масса магнитных частиц сосредоточена в мелкозернистой фракции (от 0,25 до 0,5 мм); разделение с высоким выходом достигается при относительно невысокой силе тока в обмотке сепаратора (не более 6 А). Проведение перечистных стадий позволяет повысить выход. Однако, после первого цикла разделения содержания железа в концентрате (CFe > 60%) достаточно для того, чтобы его можно было использовать в доменных процессах. 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 собственными 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 Л.П. Говоровой, аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета, на тему: «Исследование химико-минералогического состава и поведения при нагревании дунита Иовского (Кытлымского) месторождения». В докладе автора представлены результаты комплексного исследования дунитовых пород Иовского месторождения, расположенного на Урале. Исследования проведены с помощью современных методов анализа (рентгенофазовый и термический (ТГА/ДСК/ДТА) анализы). Подробно рассмотрены фазовые превращения, протекающие при нагревании пробы иовского дунита в температурном интервале от 600 до 1500°C. Результаты исследования, представленные в докладе, имеют перспективу практического применения в технологии гранулированных расклинивающих агентов (пропантов), применяющихся для интенсификации нефтедобычи на основе Иовского дунита. Кроме того, проведенные исследования позволят существенно снизить стоимость пропантов за счет исключения из технологической схемы операции предварительной термоподготовки. Из студенческих докладов интерес представляет работа Д.А. Пашкова, магистранта Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Стеклокерамические материалы низкотемпературного спекания для электронной техники». В докладе представлены результаты исследования двух видов свинцовоборосиликатных стекол различных составов (СТ1 и СТ2), выбор которых осуществлялся с использованием компьютерной программы «SciGlass». На примере данных композиций рассмотрены особенности спекания стеклокерамических композитов. Приведенные в докладе экспериментальные и расчетные данные позволяют утверждать, что при подобранных условиях наиболее пригодными для ЛТСС-керамики являются стеклокерамические композиты с содержанием 50% компонента СТ1, обожженные при температуре 900°C, так как их степень спекания и механические свойства оптимальны, а повышение температуры до 950°C незначительно улучшает характеристики изделий. В современной отечественной промышленности отсутствуют производства низкотемпературной керамики полного цикла, поэтому применение результатов исследования имеет высокую практическую ценность. 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 эпоксидирования 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 вышеизложенное 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.

Представлены оригинальные данные по активно развивающемуся направлению – дендрохронологии элементного состава – и использованию такого рода данных в оценке динамики поступления химических элементов в окружающую среду. Все вышеизложенное 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: инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой, сканирующая электронная микроскопия, рентгеновская дифрактометрия, атомная адсорбция и другие. Научный и практический интерес по данному направлению представляет доклад А.Р. Ялалдиновой, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Биологическое поглощение химических элементов в системе «почва-растение» (на примере тополя черного, г. Усть-Каменогорск (Казахстан)». В докладе представлены новые данные об элементном составе листьев тополя черного как индикатора состояния окружающей среды в г. Усть-Каменогорске (Казахстан). Автором были приведены и проанализированы данные о влиянии промышленных предприятий различной специализации на аккумуляцию химических элементов в системе «почва-растение». Из студенческих работ наиболее интересна работа А.С. Мироновой, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Изучение элементного состава годичных колец сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris*) Баргузинского района Республики Бурятия». В докладе приведены результаты изучения элементного состава годичных колец сосны обыкновенной на территории Байкальской природной территории. Исследование осуществляется в рамках активно развиваемого направления биогеохимии – дендрохронологии элементного состава. Полученные данные позволяют оценить динамику поступления и накопления химических элементов в годичных кольцах деревьев, которые являются стратифицированными образованиями. Результаты показывают, что так называемый процесс «металлизации биосферы» находит свое отражение и в годичных кольцах деревьев. Интересен также доклад студентов Н.И. Богомолова, П.Д. Будагова (Северо-Кавказский федеральный университет, г.Ставрополь) по теме: «Методика

прогноза и предупреждения аномальных речных волн и процессов затопления (на основе анализа ситуаций в станции Новомарьевской Ставропольского края и г.Крымска Краснодарского края)» Интерес представляет доклад А.В. Таловской, доцента, Е.А. Филимоненко, аспиранта, Е.Е. Ляпиной, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Токсичные элементы (As, Se, Cd, Hg, Pb) и их минеральные и техногенные образования в снеговом покрове в окрестностях промышленных предприятий г.Томска», а также доклад М.М. Васильева, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Исследование сорбционных способностей наноразмерных материалов на основе оксидов металлов для очистки водных сред от радиоактивного загрязнения». 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 CVP-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 А.В. Сизова, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Супервайзинг как метод повышения входного контроля качества работ, услуг». В докладе было указано представлены история формирования супервайзинговых услуг в Российской Федерации, общая характеристика деятельности супервайзера, основные цели и задачи деятельности супервайзера, представлен анализ нормативной правовой базы деятельности супервайзера, общая характеристика договора на оказание супервайзинговых услуг. Новизна представленного доклада заключалась в развитии системы автоматизации супервайзинга. Из студенческих работ интересны доклады Фам Ву Ань и Фам Тьенг Танг, студентов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Общая характеристика нефтегазовой группы компаний «PETROVIETNAM»» В докладе был представлен анализ структуры нефтегазовой группы компаний «PETROVIETNAM», по направлению деятельности нефтегазовой группы компаний «PETROVIETNAM», по территориальному устройству структурных организаций компании, по видам добываемых, перерабатываемых ресурсов, рынку их сбыта. Также были представлены основные экономические показатели характеристики деятельности компании по добыче и переработке. Дана оценка перспектив развития компании в регионе Юго-Восточной Азии и Дальнего Востока. Интерес вызвал доклад Д.С.

Рожковой и И.А. Хадкевич, магистрантов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «Экономическое обоснование применения сорбентов на основе торффов Томской области» Интересны 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 82 доклада 93 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 г. Усть-Каменогорска (Казахстан). 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 устьевой зоны, осыпей и обвалов при бурении скважин в условиях многолетней мерзлоты, разработаны требования для буровых промывочных растворов, одновременное 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 Б.В. Сахневича, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, на тему «INCREASING THE EFFICIENCY OF TRADE GASOLINE BLENDING PROCESS USING COMPUTER MODELING SYSTEM». В докладе представлена методика вычисления энергий диссоциации молекул углеводородов при компьютерном моделировании процесса компаундирования товарных бензинов и выявление зависимости октановых чисел от энергии диссоциации. Исследование зависимости октановых чисел от энергии диссоциации позволило создать более точную, учитывающую явление детонации, математическую модель расчета октановых чисел для процесса компаундирования товарных бензинов. Интересен также доклад МОНКАМ МОНКАМ Ле Гран Кловис, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, по теме: «EXPERIMENTAL MODELING OF THE FLOW OF OIL-WATER EMULSIONS WITH POLYMER ADDITIVES» The article considers reduction of hydrodynamic resistance of turbulent flow of fluids being pumped through pipelines. Thus, this issue refers to a relevant in 21 century scientific research connected with energy conservation. The antiturbulent polymer-based additives are widely used at present for transport of dehydrated (single-phase) oil through trunk pipeline, whereas there is no information about application of such additives for water-oil mixtures (two-phase system) through gathering pipelines. The laboratory investigations described in the article fill in this gap to some extent. 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: «Молодежные научные объединения. Возможности. 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 профессор, заведующий кафедрой Геоэкологии и геохимии Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, 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. В частности, несет большую и интересную информацию доклад Е.И. Коротковой, профессора, заместителя директора Института природных ресурсов ТПУ: «Пути инновационного развития науки в вузах России» Интересен доклад и поднятые в нем проблемы Е.Г. Язикова, профессора, заведующего кафедрой ГЭГХ ИПР ТПУ: «Пути инновационного развития подготовки специалистов геологического профиля». Профессор, проректор ТПУ А.К. Мазуров освятил современные вопросы процедуры аккредитации, сертификации и лицензирования геонауки в развитых странах. Доцент К.Н. Третьяков посвятил свой доклад вопросам молодежных научных сообществ в вузе сегодня: проблемы и перспективы. Интересный доклад сделал Л.П. Рихванов, профессор, Заслуженный деятель науки РФ, поделившийся многолетним 40-летним опытом деятельности студенческой научно-исследовательской лаборатории (СНИЛ) «Луч», основанной им еще в аспирантские годы 40 лет назад и успешно работающей до сих пор под его руководством. Он подчеркнул о возможностях и проблемах деятельности таких объединений в современных условиях. О путях, направлениях и проблемах развития молодежной науки в современном вузе, поделилась в своем докладе зам. начальника научного отдела ИПР ТПУ, доцент Г.М. Иванова. Большую дискуссию вызвал доклад ассистента ИПР, научного руководителя МНО «Синергия» А.В. Епихина, по теме: «Кто нам нужен: универсальный специалист, инженер или научный сотрудник? Кого готовит вуз сегодня?». Очень интересный доклад сделала доцент Т.А. Гайдукова «Преемственность поколений в 50-летний юбилей деятельности молодежного научного объединения «Факел» ИПР ТПУ. Всего было заслушано 20 докладов. Интересны, актуальны и другие доклады Круглого стола. 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.

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 (директор ИПР ТПУ, А.Ю. Дмитриев), финансовой поддержке которых способствовала проведению симпозиума и публикации данного сборника.

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

ПОСВЯЩАЕТСЯ
115-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ АКАДЕМИКА К.И. САТПАЕВА,
120-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ ЧЛЕНА–КОРРЕСПОНДЕНТА АКАДЕМИИ НАУК СССР
ПРОФЕССОРА Ф.Н. ШАХОВА

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

**ТПУ – КРУПНЫЙ НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР: ВЧЕРА, СЕГОДНЯ,
ЗАВТРА**

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.

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.

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;



**П.С. Чубик, ректор
ТПУ**

- 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.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет (главный корпус)

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 и научных 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 и научной школы, основанную на интернационализации и интеграции исследований, образования и практики, и подготовке инженерной и научной элиты.

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 и научной 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.

Научный фундамент программы развития ТПУ-это сформировавшиеся научные школы

Томский политехнический университет с первых дней своего существования развивался не только как учебный, но и как научный центр. Он всегда был сильным инженерным вузом, одним из лучших в стране. И по качеству образования и по научным исследованиям. И в советские, «не рыночные» времена, неплохо зарабатывал на хозяйственных работах. Во второй половине 80-х в вузе ежегодно выполнялось научных исследований и разработок на 22-25 миллионов рублей. Это примерно 3 миллиарда рублей на сегодняшние деньги. По численности студентов очной формы обучения показатели 70-х – 80-х годов практически такие же, как сейчас – 11-12 тысяч человек.

В первые десятилетия в ТПУ сложились сильные научные школы: в области геологии и горного дела, химии и химической технологии, механики и машиностроения, металловедения, термической обработки материалов, архитектуры и градостроительства, строительного дела. Создателями научных школ были ученые, впоследствии получившие мировое признание, в их числе академики В. А. Обручев и М. А. Усов – первооткрыватели Сибирской горно-геологической школы, сыгравшей выдающуюся роль в изучении и освоении Кузнецкого и Канско-Ачинского угольных бассейнов, Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, в создании промышленных гигантов – Кузнецкого металлургического, Магнитогорского металлургического и Норильского горно-металлургического комбинатов. Среди прямых продолжателей их научных идей следует назвать академиков В. А. Кузнецова, Ю. А. Кузнецова, К. И. Сатпаева; членов-корреспондентов АН РАН А. А. Иванова, Г. А. Хельмквиста, А. С. Хоментовского, Ф. Н. Шахова, профессоров П. А. Удодова, В.К. Радугина, Н.Н. Урванцева, М.К. Коровина и др. Академик-снатователь школы химиков-политехников академик Н.М. Кижнер, ученик всемирно известного химика-органика В. В. Марковникова, в томский период деятельности сделал крупные открытия в области органической химии, в том числе – две новые химические реакции, впоследствии названные его именем и вошедшие во все учебники органической химии. Одним из основателей сибирской школы химиков-органиков является выдающийся ученый, Заслуженный деятель науки СССР, профессор Б. В. Тронов. В начале 50-х годов Б.В. Троновым и его учеником А. Н. Новиковым был открыт простой и удобный метод синтеза ароматических йодпроизводных, получивший в научной литературе название метода Тронова-Новикова. Продолжателями научных школ в области химии стали профессора Л. П. Кулев, П. Г. Усов, И. В. Гблер,

В. П. Стабников, И. Ф. Пономарев, С. И. Смольянинов, В. М. Витюгин, А. Г. Стромберг и многие другие. Академик

Н. П. Чижевский, будучи преподавателем ТТИ, сформировал школу металлургии. Им были начаты работы по коксованию Кузнецких углей и разработаны теоретические основы конструирования первых советских коксовых печей. В ТПУ были заложены основы широко известных в последующие годы научных школ: «Обработка металлов резанием» – профессором Т. И. Тихоновым, «Металловедение» – профессорами Т. И. Тихоновым, Н. В. Гутовским. Существенное значение в развитии прикладной механики и машиностроения имели работы профессора И. И. Бобарыкова. Из этих школ выросли более узкие направления: «Обработка металлов резанием» (А. М. Розенберг), «Хладноломкость литой и штамповой инструмент» (профессор А. Н. Добровидов). Основателем сибирской школы инженеров-электротехников был профессор А. А. Потенба. Он заложил основы электротехнического образования и научных исследований систем переменного тока. Работы А. А. Потенбы оказались основополагающими, в трудах его учеников и последователей. Один из них – академик АН Украины В. М. Хрущев, основатель и первый директор Харьковского Института энергетики Украины. Профессор И. Н. Бутаков создал первую научную школу по эффективному использованию топливно-энергетических ресурсов. Большой вклад в развитие энергетической техники и становление энергетики в Сибири внесли выпускники теплоэнергетики – профессора Г. И. Фукс, В. Т. Юринский и И. К. Лебедев. Становление Сибирской школы физики, как науки, в Томском политехническом университете связано с именем профессора Б. П. Вейнберга. До 1924 г. он оставался единственным доктором физики в Сибири. Мировое значение работ профессора Б. П. Вейнберга в основном связано с его исследованиями в областях физики твёрдого тела и физики льда и ледников.

В лабораториях профессора Вейнберга выполнял свои работы будущий лауреат Нобелевской премии в области физической химии академик Н. Н. Семенов. Продолжателем данного научного направления стал профессор П. С. Тартаковский, под руководством которого начинал свою научную деятельность А. А. Воробьев, родоначальник направлений: физика электрического пробоя диэлектриков, ускорительная техника и ядерная физика, радиационная физика твёрдого тела, техника высоких напряжений, физика диэлектриков и высоковольтной техники. В сравнительно короткие сроки под его руководством были созданы электронные ускорители различных типов от малогабаритных бетатронов до синхротрона на 1,5 ГэВ, а также электростатический ускоритель, микротроны, циклотрон, исследовательский ядерный реактор. Предпосылкой для зарождения сильноточной электроники в стенах ТПИ явилось существование научной школы высоковольтников, основателем которой был тоже ректор ТПИ А. А. Воробьев. По его инициативе в 1957 году в ТПИ были начаты работы по генерации наносекундных высоковольтных импульсов. Возглавил эту работу профессор Г. А. Воробьев (автор открытия «Закономерность пробоя твердого диэлектрика на границе раздела с жидким диэлектриком при действии импульса напряжения»), который привлёк к ней Г. А. Месяца, С. П. Бугаева, Б. М. Ковальчука, впоследствии ставших академиками. Результаты научных исследований оказали впоследствии большое влияние на развитие наносекундной техники и сильноточной электроники. Постепенно сложилась известная во всём мире научная школа Г. А. Месяца, характерной чертой которой является эффективное взаимодействие научных групп, работающих в разных областях электрофизики, радиофизики, физики плазмы, физики пучков заряженных частиц, лазерной физики, физики твёрдого тела. В 1967 в НИИ ЯФ группой под руководством Г. А. Месяца был создан первый сильноточный импульсный ускоритель электронов.

Учёные института сыграли активную роль в организации Западно-Сибирского (ЗСФ), Томского и Новосибирского филиалов СО РАН. Основной научный и инженерный потенциал в ЗСФ АН был представлен преимущественно томичами. Серьезное влияние университет оказал на развитие образования, науки и



Луноход «ЛУНА-24» с турбобуром и заборным устройством для отбора лунного грунта

подготовку кадров в различных государствах Азиатско-Тихоокеанского региона: Казахстане, Узбекистане, Киргизии, Таджикистане, Туркменистане, а также в Грузии, Азербайджане, Армении. На базе отдельных факультетов, кафедр и специальностей Томского политехнического института было открыто более 20 самостоятельных вузов в Москве, Новосибирске, Омске, Томске, Красноярске, Иркутске, Кемерово, Барнауле, Чите, Хабаровске и других городах. По существу, Томский политехнический университет оказал решающее влияние на формирование и развитие высшей технической школы на территории от Урала до Тихого океана.

Высшие достижения и открытия ТПУ в XX веке.

Первый отечественный автомобиль «Руссобалт» создал питомец университета Дмитрий Бондарев, а первый серийный трактор – Михаил Терасатуров. Д. Бондарев был строителем и директором Московского автозавода,

М. Терасатуров – директором Путиловского завода в Петербурге. В стенах Томского политехнического была создана первая в мире электрическая дорога на магнитной подушке, первый в мире турбобур, произведший революцию в нефтяном деле, первый отечественный бетатрон и первый газогенераторный двигатель. Выпускник механического отделения М. А. Капелюшников, член-корреспондент АН СССР является автором изобретения первого в мире турбобура для добычи нефти. А. П. Малышев, посвятивший всю свою жизнь изучению законов построения машин, создал формулу, известную как «Формула Малышева». В Томском политехническом учились всемирно известные создатели вертолетов Н. И. Камов и М. Л. Миль. Инженерная смелость и талант выпускника университета

Н. В. Никитина воплотилась в таких сооружениях, как первое в стране высотное здание Московского университета, Останкинская телебашня, знаменитый стадион в Лужниках, мемориал Героям Сталинградской битвы - знаменитая статуя «Родина – Мать зовет!» С Томским политехническим связаны имена Г. И. Носова – директора

Магнитки, М. К. Коровина, чьи работы послужили основой для начала нефтедобычи в Сибири, основателя Норильска и первооткрывателя уникальной Норильской рудной зоны Н. Н. Урванцева. Ученые и выпускники института активно участвовали в проектировании, строительстве и пуске главных предприятий Сибири: Кузнецкого металлургического комбината, шахт и рудников Кузбасса, заводов Новосибирска, Урала и Дальнего Востока, освоении Норильска, а также открытии, разработке и освоении Сибирских недр. С именем бывшего выпускника ТПИ (ТПУ), а затем академика

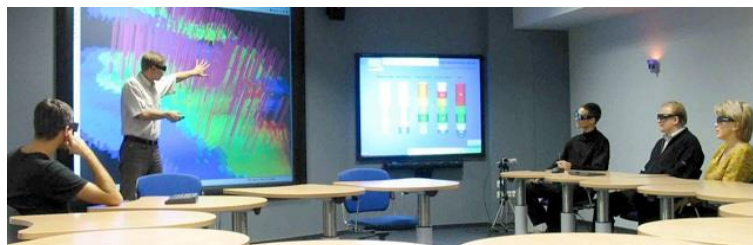
О.Д. Алимова связано создание турбобура на первый автоматический луноход, взявшего и доставившего на Землю первые образцы лунного грунта. Сегодня практически все руководители и большинство ведущих специалистов крупнейших научно-производственных организаций, промышленных предприятий, многие ректоры вузов и директора научно-исследовательских институтов Сибири являются выпускниками Томского политехнического университета и его научных школ.

Научная и инновационная деятельность ТПУ сегодня

Сегодня произошли принципиально новые изменения в стране и требования к научно-образовательным учреждениям и их коллективам. На мой взгляд, никогда за всю свою историю наш вуз не сталкивался с такими глобальными вызовами, как сейчас. Университет впервые получил возможность стать полноценной частью мирового научно-образовательного сообщества. Такой задачи перед вузом государство никогда ранее не ставило. Мы сейчас как будто переходим в другое более высокое качество. Единого рецепта – каким должен быть университет мирового уровня – нет. Каждый из тех вузов, что находятся в первой сотне международных рейтингов, обладает своими особенностями, спецификой, базой. Большинство вузов отталкивается в развитии от своего исторического фундамента, традиций, сформировавшихся научных направлений и школ, наращивая и трансформируя уже имеющийся потенциал доводя его до необходимых кондиций с учетом лучших международных практик. Томский политехнический, на мой взгляд, должен идти именно по такому пути. У нас великолепная история, знатные традиции, хорошие научные школы. Это наша база, наш фундамент. Теперь нам предстоит нарастить имеющийся потенциал до мировых кондиций.

Получив в 2009 г. статус Национального исследовательского университета, Томский политехнический продолжал активно развиваться не только как учебный, но и как научный центр. В настоящее время ТПУ проводит исследования в различных областях науки и техники и успешно движется к поставленной цели – выйти на мировой уровень.

Сегодня научный сектор университета располагает крупным кадровым потенциалом: более двух тысяч преподавателей и научных сотрудников участвуют в научных исследованиях, в разработке новой техники и технологий, более половины из них – доктора и кандидаты наук, 16 академиков и членов-корреспондентов РАН и РАНХ.С 1997 года, после отнесения ТПУ к особо ценным объектам



Зал 3D визуализации в Международном Инновационно-научно-образовательном Центре профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ИПР ТПУ-совместный проект Herriot-Watt с Эдинбургским университетом (Великобритания). Защита магистерских диссертаций

культурного наследия народов Российской Федерации, университету выделяется целевое финансирование на научные исследования. ТПУ победитель конкурса инновационных образовательных программ (ИОП) вузов в рамках Приоритетного национального проекта «Образование». За пять последних лет консолидированный бюджет ТПУ увеличился вдвое. Сегодня бюджет нашего вуза сопоставим с одной шестой расходной части бюджета всей Томской области. Основные направления НИУ опираются на исследования ведущих научных школ, выполнены комплексные программы различного уровня, в т.ч. университетские, инновационную образовательную программу (ИОП) и соответствуют приоритетным направлениям развития науки, технологий и техники РФ.

Для развития научной инновационной деятельности в университете созданы: в 2002 году – Инновационно-технологический центр и первый в России на тот момент ООО «Технологический инкубатор ТПУ» путем внесения в уставной капитал предприятия интеллектуальной собственности университета. Отработаны конкретные экономические и юридические схемы трансфера и коммерциализации РИД университета, одним из первых в России получено роялти от реализации лицензионного договора. ООО «Технологический инкубатор ТПУ» стал управляющей компанией Конструкторско-технологического бизнес-инкубатора Томской области

Зародившиеся в 60-х годах студенческие, конструкторские бюро при кафедрах и студенческий научный центр, созданный в 1983 г., положили основу развития инновационной деятельности студентов. В 2003 году был создан Студенческий бизнес-инкубатор. С 2009 г. Студенческий технологический бизнес-инкубатор (СТБИ) ТПУ работает в новых помещениях площадью более 700 кв.м. С 2003 года началось формирование «пояса» малых инновационных предприятий с использованием объектов интеллектуальной собственности ТПУ, в том числе при поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере.

Томский политехнический университет является участником проектов ACCESSRU, FP7, TEMPUS и др. Университет сотрудничает с Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ) в области безопасности и нераспространения ядерных материалов, физической защиты ядерных установок и культуры физической ядерной безопасности. Одной из задач КПП ТПУ было развитие международной деятельности и вхождение в мировое научно-образовательное пространство. В эти годы в университете создаются первые совместные международные лаборатории с партнерами из Франции, Германии, США, Японии, Китая, Великобритании и др.

В 2012 году Томский политехнический университет сохранил свои позиции в рейтинге ведущих университетов мира QS World University Rankings. ТПУ занимает позицию 601+. На сегодняшний день в мире насчитывается 20 тысяч университетов. Заняв место в топ-700 рейтинга QS, ТПУ вошел в 4% ведущих вузов мира. Среди 14 вузов России в рейтинге QS ТПУ занимает 10-ю позицию. То есть, учитывая, что в стране сегодня около 700 государственных вузов, ТПУ входит в 2% ведущих учебных заведений России.

В 2014 г. Томский политех вошел в число вузов с лучшей репутацией в России. Международное рейтинговое агентство «Эксперт РА» впервые подготовило рейтинг репутации вузов России по техническим направлениям. Томский политехнический университет занял в этом рейтинге шестое место, его репутацию как одного из лучших технических вузов страны признали эксперты из 78 регионов страны.

Впереди ТПУ в этом рейтинге три московских вуза — МГУ, МГТУ им. Баумана, МФТИ, а также Санкт-Петербургский и Новосибирский государственные университеты.

В 2013 г. в ТПУ открыт первый собственный инспекционно-досмотровый комплекс (ИДК) для крупногабаритных грузов, созданный на основе изобретенных политехниками бетатронов – ускорителей частиц, презентованных сегодня в Институте неразрушающего контроля ТПУ. Комплекс установили в здании площадью 300 квадратных метров.

Университет занимает лидирующее положение среди вузов РФ по объемам НИОКР, зарубежных контрактов, количеству опубликованных статей, полученных патентов и защитам кандидатских и докторских диссертаций. Объем НИОКР в 2012 г. – около 1,5 млрд. руб. **По объемам внебюджетных НИОКР, в т.ч. из зарубежных источников, ТПУ занимает 1 место в стране.**

Доля ТПУ среди вузов СФО по НИОКР составляет 21%, в т. ч. по внебюджетным средствам – 25%, а из зарубежных источников – 56%. Объем внебюджетных средств ТПУ среди вузов города и ТНЦ СО РАН, РАМН – 47%.

В ноябре 2012 г. ТПУ посетил председатель Правления компании ОАО «Газпром» А.Б. Миллер. Наиболее тесно и продуктивно университет взаимодействует с томской дочерней компанией ООО «Газпром трансгаз Томск». Объем НИОКР для «Газпрома» составляет 15% из общего объема ТПУ. Хорошо зарекомендовали себя и эффективно используются в ТПУ методы прогнозирования и разработки месторождений нефти и газа, технологии переработки нефти и газа, включая попутные газы и газовые конденсаты. Дана оценка и прогноз воздействия предприятий ОАО «Газпром» на состояние окружающей среды в Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктике. Нами будут продолжены работы по поиску и разведке нефтегазовых месторождений на основе материалов современных мультиспектральных и радарных космических съемок; по рентген-тепловизионным методам контроля с использованием мобильного комплекса для дефектоскопии сварных соединений и труб большого диаметра для газопроводов; по новым методам обеззараживания и очистки хозяйственно-бытовых сточных вод и др. Особое внимание глава ОАО «Газпром» уделил следующим разработкам и технологиям ТПУ: новым высокотехнологичным модульным светодиодным светильникам, лазерному сканированию для создания трехмерных моделей различных инженерно-технических объектов и технологии по нанесению теплосберегающих покрытий на листовое стекло.

В ТПУ открыта новая магистерская программа «Инжиниринг в биотехнологической и фармацевтической отрасли», созданная на кафедре ФАХ Института природных ресурсов ТПУ в рамках сотрудничества с ЗАО «Р-Фарм». Сегодня в рамках сотрудничества компании «Р-фарм» и ТПУ идет работа над подготовкой современных специалистов идет по нескольким направлениям: новая магистерская программа, совместный научно-образовательный центр, стипендиальная программа, программа стажировок в различных подразделениях компании, в том числе в США и Китае.

В ТПУ создан научно-образовательный центр для подготовки элитных специалистов для научно-исследовательской и инновационной деятельности в таких областях, как радиационные технологии, обращение с отработанным ядерным топливом, проектирование, эксплуатация ядерных энергетических установок, создание новых материалов ядерной техники. В Центре начали подготовку специалистов в рамках российско-вьетнамского проекта по подготовке специалистов для атомной отрасли.



Крупнейший электронный синхротрон, созданный в ТПУ

В ТПУ работает Лаборатория технологического прогнозирования. За 2012 г. разработано 4 вероятных сценария перспективного развития проекта ЭНИН «Всерезимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем»; проведен анализ перспективности создания на базе ФТИ Центра ядерной медицины, выявлены препятствия и пути их решения, установлены способы взаимодействия разных сторон; установлено стратегическое партнерство с Геолого-географическим факультетом МГУ по экспертной оценке ключевой технологии «Рационального природопользования». Разработана первая версия дорожной карты «Стратегия ТПУ–2020», что является неотъемлемой частью на пути к достижению цели войти в ТОП-100 вузов по классификации QS.

За предыдущий год в ТПУ Опытное производство при ПКИ выполнило 16 проектных работ для сторонних заказчиков, в том числе для ОАО «ТомскНИПИнефть», ОАО ВНИПИЭТ, ООО «Норд Империл», ООО «Альянснефтегаз», ЗАО «Уралнефтесервис», ООО «Томскнефтехим». Всего привлечено внебюджетных объемов около 30 млн. рублей.

Университет является опорным вузом (ГК «Росатом», ОАО «РАО Энергетические системы Востока», ОАО «Газпром», ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ФГУП «Научно-производственное объединение по медицинским иммунобиологическим препаратам «Микроген», ОАО «ИСС» им. акад. М.Ф. Решетнева»). В 2012 году ОАО «Алроса» включила ТПУ в свою Программу геолого-разведочных работ до 2018 г. Эта программа предполагает создание дистанционной основы поиска и разведки месторождений алмазов на основе мультиспектральных и радарных космических съемок. Центр входит в структуру Института природных ресурсов ТПУ и занимается обработкой материалов космосъемок. В 2012 году направлено более 50 заявок через технологические платформы на формирование тематик и объемов финансирования работ и проектов в рамках мероприятий федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007—2013 годы» на 2013 год.

В ТПУ ежегодно проводится около 300 молодежных научных мероприятий, в т. ч. более 30 – международного уровня. Ежегодно командировается более 200 студентов и молодых ученых для участия в конференциях, олимпиадах, конкурсах. Аспирантами и молодыми учеными ежегодно за счет грантов выполняется более 100 исследовательских стажировок

Студентами и молодыми учеными ТПУ ежегодно выигрывается 2 медали РАН, более 240 дипломов и более 260 стипендий на международных и российских научных конкурсах, более 130 грантов на проведение исследований, в т. ч. в ведущих исследовательских центрах мира.

Сотрудниками, аспирантами и докторантами защищено 33 докторские (из них сотрудниками до 40 лет – 12) и 136 кандидатских (из них сотрудниками до 30 лет – 80) диссертаций. Эффективность работы аспирантуры и докторантуры – 52,2% от приема. В магистратуру зачислено 985 человек.

В течение последних 3х лет гражданами иностранных государств, аспирантами ТПУ, защищено 23 диссертации, в т.ч. докторская диссертация гражданином Японии. 21 аспирант ТПУ обучается по согласованным программам PhD-докторантур в партнерских университетах Германии, Франции, Италии, Венгрии и др.

Сотрудниками университета опубликовано 8622 публикации, в т. ч. 2782 статьи в научной периодике, индексируемой иностранными и российскими организациями (Web of Science, Scopus, Российский индекс цитирования), 258 монографий, в том числе 167 зарубежных.

Сотрудники университета участвовали в 454 конференциях, в т.ч. 295 международных и 126 зарубежных (США, Италия, Франция, Украина, Казахстан и др.). На базе университета проведена 81 научно-технических конференция, из них – 33 международных, в т. ч.: III Международный конгресс по радиационной физике и химии конденсированных сред, сверхточной электронике и модификации материалов пучками заряженных частиц и потоками плазмы; IFOST 2012, который собрал гостей из Китая, Кореи, Монголии, Индонезии, Бангладеша и других стран. Труды мероприятия будут представлены в



Исследовательский ядерный реактор ТПУ

индексируемой базе Scopus.

Свыше 500 экспонатов были представлены на 60 выставках, в т.ч. 22 международных и 21 зарубежных: Вьетнам, Германия, Казахстан, Корея, Китай, Таиланд, Украина, Швейцария. На выставке в Корее (ярмарка изобретений «SIF-2012»), три разработки вуза получили 2 серебряных медали и Гран При Корейской ассоциации продвижения изобретений.

Выставочный Центр современных научных достижений ТПУ посетили 109 делегаций, в т.ч.: премьер-министр РФ В.В. Путин, посол Великобритании в России Тим Барроу, председатель Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллер, вице-президенты Сколковского университета науки и технологий М.Ю. Мягков и Эд Сайдел и др. По результатам посещения выставочного центра поступило 12 заказов на представленные разработки от российских и зарубежных заказчиков. Заключены договоры на 2,0 млн. руб. (Institute of Organic Chemistry, Bulgarian Academy of Science; University of Food Technology, г. Пловдив; ОАО «ННКЦ», г. Новоуральск и др.).

За последний год получено 187 патентов; на бухгалтерский баланс поставлено 17 объектов интеллектуальной собственности; заключено 10 лицензионных договоров; поданы заявки на получение 3 зарубежных патентов.

Объем НИОКР в рамках международных научных программ на 2012 г. составляет 180,1 млн. руб.

14 профессоров ТПУ ежегодно приглашаются Нобелевским комитетом к выдвижению номинантов на Нобелевскую премию.

Главные научные достижения ТПУ в 2013 г.

Сегодня ТПУ участвует в 24 технологических платформах и 14 программах инновационного развития госкорпораций. В 2013 году университет вступил в две новые технологические площадки: «Легкие и надёжные конструкции» и «Комплексная безопасность промышленности и энергетики», и в две новые ПИР: РКК «Энергия» и ФГУП «ВИАМ».

В рамках Постановления Правительства РФ №218 в 2013 году поддержано 2 новых комплексных проекта: «Разработка и внедрение высокоэффективной технологии активно-пассивного контроля качества соединений, полученных методом сварки трением с перемешиванием» совместно с РКК «Энергия» на сумму 110 млн руб. и «Создание и постановка на производство нового вида щитовых проходческих агрегатов многоцелевого назначения — геоходов» совместно с ОАО «КОРМЗ» на сумму 90 млн. руб.

В 2013 году ТПУ выполнены крупные зарубежные контракты для Малайзии, Китая, Великобритании, Тайваня на поставку бетатронов на сумму более 25 млн руб. Заключён договор с Японией на 15 млн. руб. на разработку научных основ конверсии тетраоксида кремния в трихлорсилан импульсным плазмохимическим методом.

Компания ООО НИИ ТЭК «ТПУ-Бурение» (резидент ОЭЗ ТВТ «Томск») — лауреаты конкурса «Лидеры томского предпринимательства» за внедрение новых технологий, в 2014 году начинается строительство собственного производственного комплекса.

По итогам 2013 года сотрудниками вуза опубликовано свыше 10 000 работ: монографий — 176, из них в зарубежных издательствах — 59; статей, докладов, тезисов докладов — около 9000, из них 3226 статей опубликовано в научной периодике, индексируемой иностранными и российскими организациями (Web of Science, Scopus, РИНЦ). В настоящее время 24 сотрудника университета имеют индекс Хирша 10 и выше.

В 2013 году Томский политехнический университет начал долгосрочное сотрудничество с ведущими международными компаниями «Эльзевир» и Thomson Reuters. Заключён договор на доступ к следующим электронным продуктам: базы данных SciVal Spotlight и SciVal Strata, реферативная и аналитическая база данных Scopus, база данных Web of Science.

Важнейшее направление по сближению с потенциальными потребителями, неизменно реализуемое университетом, — участие в выставочных мероприятиях в России и за рубежом. В 2013 году разработки ТПУ были представлены на 47 выставках (в т.ч. 14 зарубежных и 22 международных). Высокий уровень выставляемых инновационных проектов и разработок подтверждают 78 полученных наград, из них 41 медаль и 37 дипломов, в т.ч.:

- **3 медали на 41-й Международной выставке изобретений «Inventons Geneva», г. Женева, Швейцария:**

2 золотых медали за разработки «Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем ЭЭС» и «Ионно-плазменная технология создания биосовместимых наноструктурных покрытий на основе оксинитридов титана и фосфатов кальция для медицинских имплантатов».

- **Специальный приз Тайваньской ассоциации изобретателей** за разработку «Ионно-плазменная технология создания биосовместимых наноструктурных покрытий на основе оксинитридов титана и фосфатов кальция для медицинских имплантатов».

- **Серебряная медаль** за разработку «MehBIOS – операционная среда реального времени» Международного салона изобретений «Конкурс Лепин» (г. Париж, Франция), и Бронзовая медаль за разработку «Гибридная система буферного накопления электроэнергии для систем автономного электроснабжения (ГСБНЭ)».

- **2 золотых медали на международной выставке «Передовые российские технологии»** в рамках Национальной ярмарки достижений науки и техники «NSTF-2013», г. Бангкок, Таиланд за разработки

«Технологический комплекс очистки и обеззараживания хозяйственных промышленно-бытовых сточных вод» и «Гибридные материалы и покрытия для биоинженерии тканей».

Медалями РАН награждены молодые учёные Ф.А. Губарев, В.Д. Покровский, Д.Г. Прокопьев.

Научный коллектив из Томского политехнического университета под руководством П.А. Стрижака вошёл в число победителей X Общероссийского конкурса молодёжных исследовательских проектов в области энергетики «Энергия молодости».

Преподаватели ТПУ Е.Н. Пашков и Н.В. Мартюшев удостоены золотых медалей «Европейское качество» («European Quality») в области технических наук.

Впервые в истории ТПУ в 2013 году аспирант Энергетического института Александр Пак принял участие во встрече нобелевских лауреатов в области химии с молодыми учёными. Регулярные встречи нобелевских лауреатов с самыми перспективными молодыми учёными планеты проводятся в немецком городе Линдау с 1951 года.

Наиболее значимые достижения ТПУ последних лет

1. 19 молодых ученых и студентов получили медали и премии РАН.
2. Академики РАН Конторович А.Э. и Накоряков В.Е., профессора ТПУ, стали лауреатами Международной энергетической премии «Глобальная Энергия». Молодые ученые (Громов А.А., Толбанова Л.О. и Казаков А.В.) стали победителями Общероссийского конкурса молодежных исследовательских проектов в области энергетики «Энергии Молодости» фонда «Глобальная энергия».
3. 23 сотрудника университета удостоены звания «Заслуженный деятель науки РФ», 10 – «Заслуженный химик», 10 – «Заслуженный геолог РФ» и др.
4. GRAND PRIX «TFFIE» и приз «Золотая пальма» международной программы ЕЭС «Партнерство ради прогресса» (Франция) за развитие международного сотрудничества.
5. Зарегистрировано открытие «Явление упорядочения структуры кристаллов малыми дозами ионизирующего излучения»: Открытие РФ, диплом № 173 (Мамонтов А.П., Черданцев П.А., Чернов И.П.)
6. Четыре научные школы ТПУ, получили статус ведущих научных школ России (руководители академик РАН Панин В.Е., профессора Марков Н.Г., Коробейников А.Ф. и Шварцев С.Л.)
7. 16 сотрудников университета стали лауреатами премии Правительства РФ в области науки и техники. (Жерлицын А.Г., Диденко А.Н., Лапшин Б.М., Москалев Ю.А., Конторович А.Э., Лавринович В.А., Вавилов В.П., Гаврилов П.М., Кузнецов Г.В.: Высокоморная О.В., Глушкова Д.О., Захаревич А.В., Стрижак П.А., Сигов А.С., Сонькин М.А., М.М. Штейн.

Стратегический путь ТПУ в будущее

Перед нами стоит сложная задача пробиться в число ста лучших вузов планеты в довольно короткие сроки. По итогам конкурентного соперничества в 2013 году из первой сотни вузов России выпали лишь четыре университета.

Томский политехнический выбрал себе стратегический путь – стать сетевым междисциплинарным Центром превосходства в области ресурсоэффективности. После жесткого отбора, процедура которого еще не закончилась, мы определились с мега-проектами, на которых будем концентрировать ресурсы. То, в чем мы особенно сильны, где наши идеи и разработки имеют международный потенциал.

Чтобы нам, действительно, стать центром превосходства, мы должны предложить миру не пять-шесть интересных разработок, а трансформироваться в мощный «мозговой» центр, где помимо фундаментальных и прикладных исследований по «ресурсоэффективной» тематике велась бы работа по широкой популяризации этой темы, регулярно проводились бы форумы и конференции с привлечением лучших ученых и экспертов России и мира. Было бы интересно создать при ТПУ Центр изобретательства, который взял бы на себя функции привлечения и стимулирования изобретателей со всей Сибири, продвижения и коммерциализации их идей и разработок.

Я уже говорил неоднократно, чтобы иметь представление о масштабности общей стоящей перед нами задачи, надо понять, что если за последние пять лет мы многие показатели развития своего университета удвоили, то в предстоящие пять-шесть лет их надо еще утроить.

У нас нет иного пути, как наращивать свою конкурентоспособность на мировом научно-образовательном рынке. А для этого необходимо, чтобы наши образовательные программы соответствовали лучшим международным стандартам, чтобы исследования велись на мировом уровне. Это вопрос и дальнейшего развития, и сохранения вуза, как такового.

На мою ректорскую долю выпала возможность решать столь масштабные и трудные задачи. Отчетливо осознаю свою ответственность перед предыдущими поколениями политехников и перед поколениями будущими. И я буду делать для этого все возможное и невозможное, опираясь на сильный коллектив университета.



Музей истории ТПУ

КРАТКАЯ СПРАВКА О ТПУ

Город-университет

Томский технологический институт, основанный в 1896 году как институт практических инженеров, является первым техническим вузом на обширной территории Азиатско-Тихоокеанского региона России. Вуз имеет богатейшие традиции в подготовке инженерных кадров высшей квалификации по широкому спектру направлений.

Более 160 000 специалистов - с момента основания вуза!

Национальный исследовательский Томский политехнический университет сегодня – это целый университетский городок. Развитую инфраструктуру университета составляют **31 учебный корпус** площадью **200 000 квадратных метров**, **более 6 000 мест в 14 студенческих общежитиях**, Научно-техническая библиотека, фонд которой превышает **2,7 миллиона книг**, свыше **200 зон WiFi** в корпусах вуза, **5500 персональных компьютеров**, около **10 000 квадратных метров крытых спортивных сооружений**, **550 мест в санатории-профилактории и центрах отдыха**, около **1000 мест в университетских столовых и кафе**, современные концертный, танцевальный залы и зал торжеств Международного культурного центра. Единственный в мире супер-компьютерный кластер ТПУ «СКИФ-политех», телекоммуникации обеспечивающие общение со всем миром.

В состав ТПУ входят **11 научно-образовательных и учебных институтов**, **97 кафедр**, **65 научно-исследовательских лабораторий**, в т.ч. **20 - международных**. На базе университета и учреждений РАН созданы и реализуют научно-образовательную деятельность **18 совместных кафедр и лабораторий**, успешно действуют **12 центров коллективного пользования**.

Число научно-педагогических работников университета составляет **2 367 человек**, из них **380 докторов наук и 1338 кандидатов наук**, **24 заслуженных деятеля науки и техники**, **22 члена РАН**, **6 лауреатов Госпремии**, **125 членов общественно-профессиональных академий**, **18 лауреатов премии Правительства РФ**, из них **5 лауреатов премии Правительства РФ в области науки и техники для молодых ученых**, **21 лауреат именных и международных премий**, **3 лауреата премии Президента РФ**.

В вузе обучается **20 854 студента**, **18,6%** составляют иностранные граждане. Ежегодно на **первый курс** университета поступают **около 3000** выпускников школ и других учебных заведений.

В ТПУ проходят подготовку **55 докторантов** и **800 аспирантов**. Консолидированный бюджет ТПУ - **7млрд. 228млн.руб**

МЕГАПРОЕКТЫ ТПУ

М.А. Сонькин, профессор, проректор по научной работе и инновациям

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



М.А. Сонькин,
*проректор по научной
работе и инновациям
ТПУ*

Томский политехнический университет запустил в 2014 году сразу несколько крупных проектов – ученые вуза создадут новые материалы для освоения космоса, инновационные препараты для диагностики и лечения онкологических заболеваний, системы связи для уникальных «подводных роботов» и многое другое. О прорывных разработках политехников рассказывает проректор вуза по научной работе и инновациям Михаил Сонькин.

Направления мегапроектов.

В ТПУ реализуется шесть крупных проектов, которые мы по-другому называем мегагрантами. Мы считаем, что вместо финансирования десятков небольших проектов необходимо сконцентрировать средства на крупных направлениях, соответствующих актуальным и перспективным исследовательским трендам в мире.

Содержание мегагрантов соответствует кластерам созданного в ТПУ сетевого междисциплинарного центра превосходства в области ресурсоэффективности: «Медицинская инженерия», «Устойчивая энергетика», «Безопасная среда обитания», «Ресурсы планеты», «Когнитивные системы и телекоммуникации» и «Социально-

гуманитарные технологии инженерной деятельности». Мегагранты направлены на разработку прорывных технологий по этим направлениям. Идея каждого мегапроекта - довести разработку до законченных инновационных продуктов и технологий.

Цель мегапроекта — создание различных аппаратно-программных комплексов для нового поколения АНПА. Финансирование мегапроектов предполагает софинансирование до 50% из средств хозяйственных договоров университета.

АНПА – это подводный аппарат, который может без экипажа опускаться на глубину до шести километров и перемещаться под водой в автономном плавании. АНПА оснащён устройствами для беспроводной передачи информации и изображения оператору в центре управления.

Естественно, с развитием технологий хочется, чтобы эти



Научные исследования в Научно-образовательном центре «ТПУ – Р-Фарм»

автономные аппараты могли опускаться на большую глубину, передавать больше информации. Хочется, чтобы можно было управлять не одним, а десятками этих аппаратов одновременно.

Мы не будем производить сами АНПА, но мы будем совершенствовать для них телекоммуникационные системы, сенсорные комплексы, математическое и программное обеспечение, и создавать новые. Уверены, что с помощью ТПУ в России будут созданы подводные комплексы нового поколения, которые будут лучшими в мире.

В рамках проекта в ТПУ уже создана новая научно-исследовательская лаборатория телекоммуникаций, приборостроения и морской геологии. В ней будут решаться задачи по повышению эффективности существующих и созданию «подводных роботов» нового поколения.

Мегагрант «Медицинская инженерия».

ТПУ является обладателем уникального оборудования — это наш исследовательский ядерный реактор. Нами разработаны уникальные технологии, которые позволяют получать препараты на основе радиоактивных нуклидов для диагностики и лечения различных болезней. Перед нами стоит задача создания новых радиофармпрепаратов, устройств и методик для диагностики и терапии, прежде всего, онкологических и сердечно-сосудистых заболеваний. Мы намерены разработать и внедрить технологии повышения продолжительности жизни людей, создать интернациональную платформу в области инженерной медицины.

Как известно, сердечно-сосудистые и онкологические заболевания лидируют в статистике смертности. Использование радионуклидной диагностики с применением короткоживущих и ультракороткоживущих радионуклидов позволит повысить эффективность неинвазивной диагностики ишемической болезни сердца на 15%, увеличит в 3-4 раза число органосохраняющих хирургических вмешательств при ряде злокачественных новообразований, повысит доступность лечения онкологических заболеваний для населения.

Проект сложный. Вещества препаратов с использованием радиоактивных компонентов разрабатывают ученые ТПУ. Клинические испытания, сертификация медпрепаратов, сама разработка, сертификация и тестирование этих препаратов — это все идет через наших партнёров, медицинские учреждения.

Мегапроект по созданию новых материалов для работы в экстремальных условиях.

Речь идет о создании целой линейки материалов и изделий, которые могут работать в широком диапазоне температур с очень высокой физической нагрузкой и, соответственно, отвечают серьезным требованиям по прочности.



Новую научную лабораторию в ТПУ «Телекоммуникации, приборостроение в морской геологии» презентует Леонид Наумов, директор Института проблем морских технологий

Сложность освоения и изучения сред и территорий с низкими или высокими температурами, высоким давлением и радиацией определяются множеством факторов и демонстрирует уровень текущего технологического развития человечества. Это — космическое пространство, Крайний Север. Функционирование изделий в экстремальных условиях предъявляет особые требования к свойствам материалов, из которых они изготовлены.

В рамках реализации проекта будут разработаны два основных класса материалов. Первый — для работы в условиях космоса. Это конструкционные материалы космических аппаратов на основе современных легких, высокопрочных стекло- и углепластиков и радиационно-стойких защитных материалов и нанопокрывтий для защиты электроники космических аппаратов.

Второй — для работы в условиях Крайнего Севера: ресурсоэффективные нанонаполненные композиционные полимерные конструкционные материалы. Совместно с Институтом науки города Бангалор (Индия), входящим в Корпорацию Instron, будет создан и оснащен не имеющий аналогов в России Международный научно-образовательный центр ресурсных испытаний и технической диагностики изделий и конструкций для экстремальных условий.

Мегапроект «Технологии и комплексы томографического неразрушающего контроля нового поколения»

В его рамках, в частности, ученые ТПУ создадут томограф нового поколения для использования в авиационной, космической промышленности и точном машиностроении. В настоящее время в этой сфере используются зарубежные разработки. Мы же создаем российские томографы, работающие на различных физических принципах.

Речь идет о термографических и ультразвуковых томографах, которых пока нет в мире. Создаем томографы на основе уникальных источников излучения – бетатронах – разработке ТПУ.

В ТПУ за несколько десятилетий была создана целая линейка специальных устройств в этой сфере. Они, грубо говоря, «просвечивают» насквозь предметы, не разрушая их. У нас разработан самый малогабаритный в мире томограф, который позволяет производить неразрушающий контроль. На его основе можно сделать различные комплексы. Например, досмотровые комплексы, в которые может заехать целый автомобиль или вагон, где с использованием безопасных методов технику будут «просвечивать», определять наличие взрывчатых и иных опасных веществ. Сегодня это достаточно востребовано в нашем взрывоопасном мире. Мы хотим один из таких томографов в малогабаритном исполнении поставить на подводный аппарат с тем, чтобы, например, производить исследование корпусов подводных лодок, других судов, а также портовых сооружений. А это уже сетевое взаимодействие с мегапроектом по «подводным роботам». Так никто не делал в мире, это прорывная технология.

Мегапроект «Комплексное исследование нетрадиционных коллекторов нефти и газа»

К работе над проектом привлекаются партнеры из зарубежных университетов, включая специалистов Института нефтяного инжиниринга университета Хериот-Ватт (Великобритания), университета Оклахомы (США) и университета Калгари (Канада). Наши исследования в этой области позволят повысить эффективность разработки сложнопостроенных нетрадиционных месторождений нефти и газа, таких как, например, сланцевых. Мы создадим методику подсчета запасов углеводородов в нетрадиционных коллекторах. Будет создана международная научно-исследовательская лаборатория по этому направлению.



Учебно-научный центр
«Исследовательский ядерный реактор»

Мегапроект «Гибридное моделирование и управление в интеллектуальных энергосистемах».

Электроэнергетические системы (ЭЭС) нуждаются в усовершенствованных противоаварийных системах управления. Разработка таких систем позволит значительно снизить количество аварий. Создать новую систему невозможно без точного моделирования ЭЭС, поскольку натурные эксперименты в данном случае проводить нереально. ТПУ является мировым лидером в области гибридного моделирования ЭЭС. Поэтому нам под силу создание новых, опережающих мировой уровень инновационных технологий для интеллектуальных энергосистем и новых электротехнических устройств.

В итоге мы получаем новые системы противоаварийной автоматики, использующие инновационные технологии в принятии решений по противоаварийным воздействиям.

Роль зарубежных партнёров в мегагрантах ТПУ

Международный опыт ничем не заменить. Наши партнеры — люди, которые являются экспертами в своей сфере. Их присутствие вдохновляет нас на то, чтобы мы создавали разработки мирового уровня. Кроме всего прочего, они являются носителями других технологий, другого отношения к работе, и у нас есть возможность сравнивать. Есть возможность самосовершенствоваться, а это необходимо для эффективной работы.

ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ – СОВРЕМЕННЫЙ УЧЕБНО-НАУЧНЫЙ ЦЕНТР С ВЕКОВЫМИ ТРАДИЦИЯМИ

А.Ю. Дмитриев, директор ИПР

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



А.Ю. Дмитриев,
директор ИПР
ТПУ

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.

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.

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,



Институт природных ресурсов
(20 корпус ТПУ)

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 около 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 высоко-квалифицированных 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 четырем программам уровня Double Degree:



**Горно-геологический корпус
(1 корпус ТПУ)**

-«Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» (Heriot-Watt University, Великобритания);

-«Экологические проблемы окружающей среды» (Paris-Sud 11 University, Франция),

-«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (Heriot-Watt University, Великобритания).

-Pipeline engineering (Трубопроводный инжиниринг) (университет Ньюкасла, Великобритания).

Диплом ТПУ и диплом зарубежного вуза-партнера открывает перед нашими магистрами большие перспективы. Но и не только российские студенты заинтересованы в этих программах. Это хороший старт, уверен, за ними последуют и другие.

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», Лаборатория буровых и тампонажных растворов, Центр по исследованию нетрадиционных коллекторов нефти и газа, центр «Урановая геология» и другие.

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

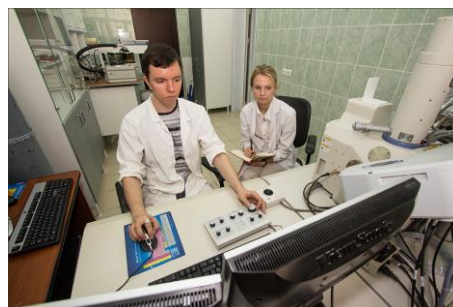
на производстве и в научных организациях, как в России, так и за рубежом. Достаточно сказать, что 7 студентов ИПР за научные работы награждены Медалями А Н СССР и Российской академии Наук. С 2004 г. по настоящее время 10 студентов ИПР выиграли звания «Лучший выпускник мира» по своей специальности. 30 студентов удостоены звания «Лучший выпускник России», 420 студентов в последние 40 лет награждены за научную работу Дипломами Минвуза СССР, а позднее РФ. Все это подтверждает высочайший уровень подготовки выпускников в ИПР.



**Минералогический музей
ИПР ТПУ**

Выбирая Институт природных ресурсов, наши студенты знают, что тем самым они гарантируют себе успешное будущее. Перспективы перед ними открываются огромные, нужно только старательно учиться. Что и говорить, свыше 95 процентов выпускников Института трудоустроиваются 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



**Научные исследования ведут аспиранты
в Международном инновационно-
научно-образовательном центре
«Урановая геология» ИПР ТПУ на
сканирующем микроскопе HitachiS-3400N
с приставкой для микроанализа**

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 партнерами являются ОАО «Газпром трансгаз Томск», ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Алроса», ЗАО «СИБУР Холдинг», зарубежные компании ЗАО «Р-Фарм», 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», два года назад открыли Центр фармацевтической и биотехнологической промышленности в сотрудничестве с ЗАО «Р-Фарм», в прошлом году совместно с ОАО «Газпром» мы запустили уникальный виртуальный обучающий программный комплекс «Виртуальный промысел». В этом году закупили уникальный тренажер «Оператор добычи» для обучения рабочим профессиям наших студентов. 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 Национального 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.

КАНЫШ ИМАНТАЕВИЧ САТПАЕВ – ВЫДАЮЩИЙСЯ ГЕОЛОГ СОВРЕМЕННОСТИ

А.К. Мазуров¹, профессор, Г.Р. Бекжанов², академик

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Академия минеральных ресурсов Республики Казахстан



К.И. Сатпаев
Академик Академии наук СССР

Приход в геологию и геологическую науку Каныша Имантаевича связан с именем выдающегося геолога первой половины 20-го столетия академика Михаила Антоновича Усова, работавшего тогда профессором Томского технологического института, одного из лучших высших учебных заведений России горно-геологического профиля и первого в Сибири. Их встреча состоялась летом 1921 года в Баян-ауле, куда на отдых и лечение приехал Михаил Антонович и где Каныш Имантаевич работал народным судьей.

Эта встреча была неслучайной. Согласно свидетельству одних М.А. Усов приехал в Баян-аул по рекомендации дяди Сатпаева – Абиkey, других – по совету А.А. Ермакова, известного политического деятеля и ученого, первого казаха – профессора математики, выпускника Томского политехнического института 1923 года. Так или иначе, встреча состоялась и имела счастливое продолжение.

По совету М.А. Усова в 1921 году К.И. Сатпаев, оставив работу, поступает учиться на горный факультет Томского технологического института, основателем которого так же, как и Сибирской школы геологов, был академик В.А. Обручев. Забегая вперед, отметим, что трогательные отношения с первых лет студенчества К.И. Сатпаева и творческая связь между учителем и учеником прервались в 1939 году, после ранней кончины Михаила Антоновича в возрасте 56 лет.

Годы учебы в Томске были исключительно плодотворными, что вполне объяснимо. Ведь Томск в то время был вторым после Петербурга геологическим центром России. Здесь работали крупнейшие русские геологи, в Томске функционировало Сибирское отделение Геолкома.

Добротной основой становления Каныша Имантаевича в качестве крупного исследователя-геолога, наряду с учебным процессом в институте, стала хорошая полевая практика, проходившая под руководством самого М.А. Усова, а также Н.Н. Горностаева, М.П. Русакова, разнообразие геологических регионов, где



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

посчастливилось ему проводить полевые работы. Он овладевает не только методами полевых исследований, но и перенимает исключительную любовь и преданность нелегкой профессии геолога, а также многие другие ценные качества, характерные для представителей русской геологической школы, которая уже в то время пользовалась мировой известностью и авторитетом. Именно благотворным влиянием лучших представителей этой школы можно объяснить приход в геологическую службу, а затем и в науку подготовленного к самостоятельной работе инженера Каныша Имантаевича Сатпаева. Глубокие знания и хорошая полевая закалка, полученные в студенческие годы, позволили Канышу Имантаевичу не дрогнуть перед трудностями, возникшими в начале его геологической деятельности, если учесть при этом, что с первых дней он начал работать самостоятельно, заняв сразу пост руководителя геологической службы крупного треста.

В 1926 году после окончания института К.И. Сатпаев приезжает на работу в родной Казахстан. Начало его производственной геологической деятельности совпадает с периодом зарождения в республике собственной государственной геологической службы. В дореволюционный период, вплоть до начала 20-х годов прошлого столетия, геологическое изучение республики проводилось исключительно силами Всероссийского (основан в 1882 году), а в советское время Всесоюзного геологического комитета, размещенного в Санкт-Петербурге (Ленинграде).

В 1924 году в Казахстане начинают работать тресты «Эмбанефть» и «Алтайполиметалл», а в 1925 – трест «Атбасцветмет», имевшие свои геологические службы, которые, наряду с подразделениями Геолкома, явились зародышем государственной геологической службы республики. В последнем из них, Атбасарском тресте цветных металлов, молодой инженер в 1926 году начинает работать сразу в должности руководителя геологического отдела (по существу, главного геолога) треста – крупного по тогдашним меркам горно-геологического предприятия. Это дает основание считать его одним из основателей государственной геологической службы Казахстана.

В сферу деятельности треста входили угольные месторождения Караганды и расположенный поблизости Спасский медеплавильный завод, Успенский медный и Коргасынский свинцовый рудники, уголь и цветные металлы Жезказган-Улытауского района. Такая широкая география геологических регионов, с которыми столкнулся в своей работе молодой инженер, поражает воображение, но вместе с тем это, очевидно, и объясняет универсальность знаний К.И. Сатпаева в самых различных направлениях геологии.

Наряду с Жезказган-Улытауским, геологические исследования тогда проводились и в других районах Центрального Казахстана под руководством ведущих геологов Геолкома: А.А. Гапеева, В.К. Котульского, М.П. Русакова, И.С. Яговкина и других. Сотрудничество с такими крупными специалистами, проходившее не без острых научных дискуссий, несомненно оказало благотворное влияние на развитие геологической мысли в этом обширном и интересном регионе Казахстана, ставшем одним из основных центров зарождающейся государственной службы республики.

Годы, отданные Жезказгану, были для Каныша Имантаевича исключительно плодотворными, однако нелегкими, порой суровыми. Это нетрудно представить, если вспомнить реалии периода индустриализации степного края, где промышленность практически отсутствовала, не было связи, транспортных путей, рабочих и инженерных кадров, когда научные центры располагались только в Москве, Ленинграде и Свердловске и ни одного – в Казахстане.

Сегодня нельзя не отметить гражданское мужество Каныша Имантаевича, его силу духа, глубокую убежденность во взглядах, которые предопределили его уверенную победу в трудной и долгой дискуссии по геологии Жезказгана над маститыми учеными Геолкома. Поразительно, что одержал он ее против большого числа известных геологов единолично, отстояв тем самым право на жизнь своих научных идей, в конечном счете – отстояв Большой Жезказган. Одним из основных оппонентов К.И. Сатпаева в научной дискуссии по Жезказгану был И.С. Яговкин, ведущий геолог Геолкома, большой знаток Центрального Казахстана, пользовавшийся большим авторитетом в геологических кругах страны. Убедительная победа, по крайней мере, однозначная по вопросу ресурсов Жезказгана, над таким оппонентом как И.С. Яговкин еще раз подчеркивает мощный научный интеллект и прозорливость К.И. Сатпаева. Думается, что «спор» между ними был в содержательной части принципиальным, быть может, и жестким, но вряд ли некорректным по форме, подтверждением чему являются личности оппонентов. При этом нужно учесть близость их взглядов на генезис Жезказгана.

Главным итогом 15-летней работы К.И. Сатпаева в Жезказган-Улытауском районе является расцвет его инженерного и научного таланта, могучего интеллекта, становление как крупного организатора науки и производства. Именно в эти годы зародились и сформировались научные идеи, развитие которых принесло ему впоследствии мировое признание, выдвинуло его в ряд выдающихся геологов современности.

Жезказган стал одним из первых центров государственной геологической службы республики. Он стал, по существу, и первым научным центром в Казахстане по геологии, если учесть, что в Алматы первая научная геологическая ячейка при Казахском филиале АН СССР начала функционировать только в 1938 году. Основателем и руководителем обоих центров стал К.И. Сатпаев. К концу 30-х годов он приобрел широкую известность в стране как ученый и инженер, имя его было неразрывно связано с месторождением Жезказган, вышедшим на одно из первых мест в мире по запасам меди.

Летом 1941 года К.И. Сатпаеву поручается руководство всей наукой Казахстана, одновременно он становится руководителем первого в республике Института геологических наук, носящего ныне его имя. Признанием научных достижений К.И. Сатпаева явилось присвоение ему в 1942 году Высшей аттестационной комиссией ученой степени доктора геолого-минералогических наук без защиты диссертации, что было исключительно редким в то время.

В 1943 году К.И. Сатпаев избирается членом-корреспондентом, а в 1946 году действительным членом Академии наук СССР. Если вспомнить, что в этот период членами Академии были В.А. Обручев, В.Н. Вернадский, А.Е. Ферсман и другие выдающиеся геологи современности, то можно понять, какая роль отводилась Канышу Имантаевичу в мировой геологической науке. Избрание его членом одной из старейших и признанных академий мира знаменует важное событие в истории народа Казахстана: Каныш Имантаевич стал первым академиком из числа ученых всего Центрально-Азиатского региона. Вскоре он становится членом Президиума Академии и в этом качестве, в сочетании с высоким научным авторитетом, неизменно оказывает заметное влияние на решение многих кардинальных вопросов развития науки в Союзе.

Длительный период жизни К.И. Сатпаева был связан с изучением и разведкой рудных месторождений, в результате чего он стал одним из лучших знатоков в этой области. Детальные исследования Жезказганского месторождения, а также железо-рудных и марганцевых Жезды-Карсакайского и Атаусуйского районов, редкометалльных и золоторудных месторождений Улытау дали неоценимый материал для формирования его рудогенетических представлений.

Наиболее полно и всеобъемлюще изучено Жезказганское месторождение, где Сатпаев впервые реализует свой методологический принцип при научных обобщениях по рудогенезу и металлогении – комплексность и детальность изучения особенностей локализации рудных месторождений, систематизация большого объема собственных данных и всего фактического материала других исследователей.

По итогам первых лет разведки Жезказганское месторождение получило коренную переоценку и выдвинулось в число крупнейших месторождений мира. Уже в 1934 г. после первого утверждения запасов ЦКЗ СССР, представленных К.И. Сатпаевым, была проведена специальная научная сессия Академии наук СССР, посвященная производительным силам Большого Жезказгана. Перед светилами геологической науки – академиками В.А. Обручевым, А.Д. Архангельским, А.А. Байковым, И.М. Губкиным, Б.И. Веденевым и широкой аудиторией Каныш Имантаевич детально осветил геологию Жезказгана и впервые на огромном фактическом материале аргументированно обосновал эпигенетическую гидротермальную природу залежей медных и полиметаллических руд.

Стратиформные месторождения типа медистых песчаников и сланцев являются одним из ведущих промышленно-генетических типов медных руд и играют определяющую роль в развитии медной промышленности Северной Америки, Центральной Африки, Европы и Казахстана. Как правило, это уникальные по запасам меди рудные объекты, при освоении которых формируются крупнейшие горно-металлургические комплексы. Инфраструктура последних определяет развитие и процветание целых регионов. В полной мере это относится к Жезказганскому месторождению и разрабатываемому его одноименному комбинату – флагману цветной металлургии Казахстана.

С первых лет работы в Центральном Казахстане К.И. Сатпаев обращает пристальное внимание на железорудные и марганцевые месторождения, в его научных трудах они занимают заметное место. Еще в 1929 году в статье «О развитии цветной и черной металлургии в районе Карагандинского бассейна» он дает анализ перспектив Кентобе-Тогайской группы железорудных месторождений и коксующихся углей Караганды. Позже совместно с другими геологами (М.П. Русаков, И.М. Богданчиков и др.) он изучает месторождения железа и марганца Карсакай-Жезказганского и Атаусуйского районов.

Нетрудно видеть, что уже тогда, в 20-е годы, Каныша Имантаевича занимала мысль о создании в сердце Казахстана центра черной металлургии как основы индустриализации республики. Эта мысль, рожденная могучим даром предвидения К.И. Сатпаева, воплотилась в реальность в годы войны. Действующий ныне вблизи Караганды (г. Темир-Тау) металлургический комбинат является крупнейшим производителем чугуна и стали в Центрально-Азиатском регионе, а по запасам железа и марганца Казахстан прочно занял ведущее положение в Европе и Азии.



Памятник К.И. Сатпаеву на аллее геологов у горно-геологического корпуса ТПУ

Венцом тридцатилетней (1926–1956 гг.) научно-производственной деятельности Каныша Имантаевича является создание первой прогнозной металлогенетической карты Центрального Казахстана. Первопроходцу всегда нелегко. Проблемы, которые возникают перед ним и порой кажутся непреодолимыми, по прошествии десятилетий перестают быть таковыми, найденные когда-то варианты решения становятся настолько привычными и самоочевидными в геологическом обиходе, что перестают быть предметом внимания последующих исследователей. Сегодня, по прошествии почти полувека, эта карта все еще не утратила своей ценности, поскольку идеи и принципы, заложенные в ней, остаются до сих пор актуальными. Чтобы объективно оценить трудности, стоявшие в свое время перед К.И. Сатпаевым, необходимо представить ту исходную теоретическую и информационную базу, которая существовала на

этапе обдумывания способов создания карты. Вот как оценивал ее сам Каныш Имантаевич: Площадь Центрального Казахстана – 800 тыс. км². Это приблизительно одна третья часть территории всей республики. Она втрое превышает территорию Англии, в четыре раза – территорию всех союзных республик Кавказа, вместе взятых.

2. До 1917 года Центральный Казахстан в геологическом отношении представлял собой огромное белое пятно. Исследования геологических корифеев (Г.Д. Романовского, А.К. Мейстера и др.) освещали геологию

узких лент их маршрутов. Считалось, что здесь широко развиты отложения девона, граниты и третичные отложения.

3. Широчайший размах геологических исследований пришелся на советский период, начиная с первой пятилетки. Ко времени создания металлогенических прогнозных карт на территории Центрального Казахстана была организована достаточно мощная геологическая служба, накоплен большой фактический материал, разобщенный по многочисленным геологическим фондам. Существовала огромная масса сырого материала, плохо увязанного между собой, слабо подчиненного общим геологическим канонам его систематизации.

Всеобщим признанием металлогении Сатпаева является присуждение в 1957 году Ленинской премии за работу по составлению прогнозно-металлогенической карты Центрального Казахстана. Ленинская премия была присуждена творческой группе во главе с К.И. Сатпаевым в составе: И.И. Бок, Р.А. Борукаев, Г.Б. Жилинский, Д.Н. Казанли, Г.Ц. Медоев, И.П. Новохатский, Г.Н. Щерба.

Мировая наука 50-х годов 20-го столетия характеризуется стремительным развитием ядерной физики. Адекватной реакцией Академии, и ее президента на этот процесс, явилась организация в составе АН КазССР Института ядерной физики, ставшего одним из крупных научных центров по данной проблеме в Союзе. И в этом случае К.И. Сатпаев приглашает из Центральных районов крупных ученых—физиков, в числе которых были представители знаменитого «Физтеха» В.М. Кельман, Л.М. Неменов, Г.Д. Латышев, М.И. Корсунский, внесшие неограниченный вклад в организацию и развитие института.

Несмотря на огромные запасы углеводородного сырья, особенно в Западном Казахстане, добыча и переработка их в республике велись в крайне низких объемах. Наметившийся к началу 50-х годов рост добычи углеводородов в связи с открытием крупных запасов нефти на Мангышлаке выдвинул неотложные задачи по научному обеспечению крупномасштабных работ по освоению нефтяных богатств края. На протяжении всей своей работы в академии К. И. Сатпаев уделял неослабное внимание развитию нефтегазовой отрасли, свидетельством чему является организация еще в 1946 году Эмбенской лаборатории АН КазССР. В 1960 году в г. Гурьеве (Атырау) был организован Институт геологии и геофизики Академии наук республики, призванный осуществлять научное обеспечение бурно развивающейся в регионе нефтегазовой отрасли.

В области геологических наук Каныш Имантаевич Сатпаев выдвинул ряд научных программ, направленных на углубленное изучение геологии и минерагении Казахстана с учетом новых научных концепций и широким привлечением прогрессивных методов геофизики, геохимии, современных достижений физико-химических методов анализа и др.

При этом еще в 1955 году К.И. Сатпаев отмечал: «Должны быть разработаны соответствующие планы и программы организации подобных строго координированных комплексных работ в пределах каждого из основных металлогенических регионов страны, таких как Урал, Центральный Казахстан, Алтай, Кавказ, Средняя Азия, Сибирь, Кольский полуостров и т.п. Конечной целью этих работ должно быть установление основных объективных закономерностей металлогении, отражающих сложные и противоречивые процессы взаимодействия тектоники, магматизма, рудовмещающей среды, влияние геохимических и физико-химических факторов рудогенеза в конкретных геологических условиях каждого из этих ведущих металлогенических регионов страны. Не приходится сомневаться в том, что в процессе осуществления подобных комплексных, планомерных и глубоких региональных исследовательских работ будут постепенно открываться и общие объективные закономерности, управляющие процессами рудообразования в целом, на базе которых будет создана и общая строго объективная теория рудообразования» (Избранные труды, 1967, т. 1, с. 204–205).

В целях реализации этих программ в начале 60-х годов были начаты работы по составлению минерагенической карты Южного Казахстана (К.И. Сатпаев, А.К. Каюпов) и комплексные работы по геологии и металлогении Успенской тектонической зоны в Центральном Казахстане (К.И. Сатпаев, Г.Н. Щерба). Южный Казахстан в отличие от складчатого Центрального Казахстана был интересен тем, что здесь присутствуют обширные площади развития платформенных образований со специфической для них минерагенией. Программа предусматривала составление минерагенической карты по территории, составляющей несколько сот тысяч квадратных километров, в масштабе 1:500 000. Для выполнения ее были привлечены все производственные геологические, геофизические и другие организации Министерства геологии республики, работающие на этой территории. На первом этапе выполнялась большая работа по обобщению огромного фактического материала. В частности, экспедициями Казахского геофизического треста (Турланская, Джезказганская, Илийская, Южно-Казахстанская) в конце 1963 года в основном было завершено обобщение геолого-геофизических материалов по всей территории Южного Казахстана по листам в масштабе 1:500 000, проведена сшивка между сопредельными территориями. Геофизики провели большую работу и, главное, в сроки, предусмотренные программой, за исполнением которой Каныш Имантаевич следил лично. Всех поражало качество Каныша Имантаевича «держат нити в руках» в большом и малом, несмотря на его огромную занятость по руководству разносторонней деятельностью академии.

Международные связи геологов Казахстана. В начале 60-х годов геологическая наука Казахстана, как и геологическая служба, достигли своего наибольшего расцвета. К этому времени получили всеобщее признание результаты фундаментальных исследований, к числу которых относятся основополагающие работы Н.Г. Кассина по геологии Казахстана, развитые позже Е.Д. Шлыгиным и другими учениками Николая Григорьевича, исследования по тектонике Р.А. Борукаева и Г.Ц. Медоева, магматизму и вулканизму В.К. Моница и Н.Г. Сергиева, металлогении и рудным месторождениям М.П. Русакова и И.И. Бока, по геофизике Д.Н. Казанли и т.д. Крупным событием в геологической жизни республики, как уже упоминалось, явилось создание первой в СССР прогнозно-металлогенической карты Центрального Казахстана, получившей широкую известность далеко за пределами страны.

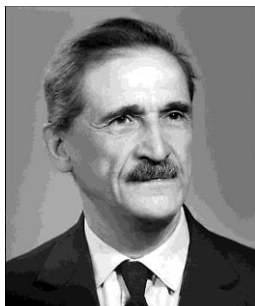
Несмотря на такие заметные научные достижения, геологи Казахстана не имели ни международных связей, ни выхода за рубеж. Многие задавались вопросом: в чем причина такого положения? Ответ был получен от Каныша Имантаевича на памятном совещании осенью 1963 года, где он информировал участников, что в декабре 1964 года в столице Индии г. Дели состоится XXII Международный геологический конгресс. Ранее представители Казахстана не принимали участия в конгрессах, чему, по словам Сатпаева, были свои причины. На конгресс надо ехать не только ради участия. Мы должны, отметил Каныш Имантаевич, показать на этом авторитетном форуме свои достижения, которые у нас сегодня имеются и в науке, и в геологической практике, но не оформлены в виде итоговых геологических материалов – серии карт геологического содержания. Он внес предложение подготовить и представить на конгрессе геологическую, структурно-геофизическую, тектоническую, металлогеническую карты. Каныш Имантаевич на совещании в октябре 1963 года, ставшем, к сожалению, последним в его жизни, последним его общением со своими соратниками, коллегами и учениками. Внимательно выслушав информацию, отметив наши недоработки, особенно в части сроков выполнения работ, он еще раз указал на важность участия казахстанцев в работе XXII Международного геологического конгресса.

После кончины К.И. Сатпаева темпы подготовки материалов снизились. В итоге к конгрессу закончили только геофизическую и геологическую карты, которые были впоследствии изданы. Что касается тектонической и металлогенической карт, то они были составлены только в 2001 году. Однако на конгресс казахстанцы поехали внушительной делегацией (по меркам тех лет) и не «с пустыми руками», подготовив сборник объемом 20 печатных листов под названием «Вопросы геологии Казахстана» и посвятив его памяти К.И. Сатпаева. Сборник этот ныне стал библиографической редкостью. В него вошли доклады ведущих ученых и специалистов Казахстана и вступительная статья нового президента Академии Ш.Ч. Чокина «Развитие экономики, науки и культуры Советского Казахстана» на двух языках – русском и английском.

К 120-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ ЧЛЕНА-КОРРЕСПОНДЕНТА АКАДЕМИИ НАУК СССР, ПРОФЕССОРА Ф.Н. ШАХОВА, ОСНОВОПОЛОЖНИКА НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО РУДНЫМ ПОЛЕЗНЫМ ИСКОПАЕМЫМ В ТПУ И СОЗДАТЕЛЯ КАФЕДРЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В ТПУ

Л.П. Рихванов профессор, Е.Г. Язиков профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



Ф.Н. Шахов член-корреспондент Академии наук СССР

Шахов Феликс Николаевич – член-корреспондент Академии Наук СССР (1958), профессор, выпускник старейшего в Сибири Томского политехнического института, воспитанник и последователь патриархов сибирской геологической науки В.А. Обручева, М.А. Усова и П.П. Гудкова. Он является основателем рудно-геохимического направления в Сибири и организатором подготовки геологов-уранщиков в Сибири.

Шахов Ф.Н. родился 24 октября 1894 в с. Белоярское Барнаульского уезда Томской губернии. Отец – Николай Филиппович, казак Сибирского казачьего войска. Мать – Александра Михайловна – учительница.

В 1911 году Феликс Шахов окончил Барнаульское реальное (бывшее горное) училище и в 1911 году поступил в ТТИ, а закончил его в 1922 году. Мировая война, а затем и гражданская не раз прерывали его учебу в институте. В составе сапёрной команды подпоручик Ф.Н. Шахов участвовал в крупнейшем сражении – т.н. Брусиловском прорыве. Отличившийся в рукопашных схватках с противником, Шахов Ф.Н. был награжден боевым орденом Святой Анны 3-й степени за личную

храбрость.

В 1922 году Шахов Ф.Н. окончил Томский технологический институт. После окончания института был оставлен в нем на горно-геологическом факультете в качестве ассистента для преподавания и подготовки к профессорскому званию. 18 марта 1935 г. был утвержден в должности профессора кафедры. На геологоразведочном факультете ТПИ им была организована кафедра рудных месторождений, где был впервые в вузах осуществлен метод исследования руд в отраженном свете.

В 1940 году Шахову Ф.Н. была присвоена ученая степень доктора наук без защиты диссертации.

Основные направления деятельности Ф.Н. Шахова:

1. Детальные исследования вещественного состава пород и руд;
2. Геолого-генетические исследования месторождений различных видов полезных ископаемых;
3. Проблема происхождения гранитных магм;
4. Систематика эндогенных рудных месторождений.

Кроме этого, он также занимался педагогической, учебно-методической и просветительской работой.

Активно участвовал в общественной жизни, являясь корреспондентом газеты «За кадры».

Ф.Н. Шахов – непревзойденный диагност рудных минералов. В 1935 году им был написан один из первых учебников в стране «Главнейшие рудообразующие минералы», изданный в Томске в 1942 г. Основные принципы работы Шахова – только собственные тщательные полевые исследования с глубоким анализом

геологического строения и рудоносности районов работ. Особое внимание он уделял текстурному анализу рудной минерализации, выявляя её генетическое своеобразие.

При жизни им было опубликовано три монографии и пятьдесят статей с большими списками не только русских источников, но также немецких, французских и английских. Зная эти языки, он лишь изредка обращался к словарям. Почти все его публикации выполнены без соавторов и только в двух Шахов Ф.Н. включил в качестве таковых своих же сотрудников, фактический материал которых он в этих статьях частично использовал. Важнейшее значение имели его монографии: «К теории контактных месторождений» (1947 г.), «Геология жильных месторождений» (1964 г.) и «Магма и руды» (1966 г.).

Вернувшись из ссылки весной 1954 года в родной ТПИ (ТПУ) Ф.Н. Шахов, заполняя листок по учету кадров в графе «Судимость» написал: «сидел пять лет, судим не был».

В 1957 году Ф.Н. Шахов был приглашён на постоянную работу в Новосибирский институт геологии Западно-Сибирского филиала АН СССР, где до этого работал по совместительству. В 1958 году академиком А.А. Трофимуком было сделано предложение Ф.Н. Шахову возглавить лабораторию геохимии редких элементов Института геологии и геофизики Сибирского отделения АН, а затем и отделение геохимии Института геологии и геофизики.

Шахов Ф.Н. был награждён орденами Ленина (1944), Трудового Красного Знамени (1946, 1967). На фасадах 1 корпуса ТПУ и корпуса Института геологии и минералогии СО РАН помещены мемориальные доски выдающемуся педагогу и ученому, создателю школы сибирских геохимиков. В соответствии с решением Томской городской Думы от 17.02.2004 г. было принято решение присвоить имя профессора Шахова улице 4-й очереди застройки микрорайона «Наука». В честь Ф.Н. Шахова назван минерал шаховит ($\text{Hg}_4\text{SbO}_3(\text{OH})_3$).

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Т. Росляк

Профессор, доктор технических наук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время мировая практика все больше внимания уделяет попыткам применения в энергетике альтернативных источников. Это обусловлено, прежде всего, опасностью истощения традиционных источников энергии, функционирующих на углеводородах.

В то же время использование альтернативных источников в настоящее время далеко не всегда эффективно и связано с решением массы технических и экологических проблем. Так, например, использование ветра в качестве источника энергии известно с незапамятных времен. В настоящее время сооружение ветряных электростанций сопряжено с некоторыми трудностями технического и экономического характера, замедляющими распространение ветроэнергетики. В частности, непостоянство ветровых потоков не создаёт проблем при небольшой пропорции ветроэнергетики в общем производстве электроэнергии, однако при росте этой пропорции, возрастают также и проблемы надёжности производства электроэнергии.

Ветрогенераторы изымают часть кинетической энергии движущихся воздушных масс, что приводит к снижению скорости их движения. При массовом использовании ветряков (например, в Европе) это замедление теоретически может оказывать заметное влияние на локальные (и даже глобальные) климатические условия местности. В частности, снижение средней скорости ветров способно сделать климат региона чуть более континентальным за счет того, что медленно движущиеся воздушные массы успевают сильнее нагреться летом и охлаждаться зимой. Также отбор энергии у ветра может способствовать изменению влажностного режима прилегающей территории. Ученые пока только разворачивают исследования в области анализа воздействия широкомасштабной ветряной энергетики на климат, однако позволяют заключить, что оно может быть не столь пренебрежимо малым, как полагали ранее.

Работа ветряных электростанций зависит от погоды. К тому же они очень шумны, поэтому крупные установки даже приходится на ночь отключать. Помимо этого, ветряные электростанции создают помехи для воздушного сообщения, и даже для радиоволн. Наконец, для их использования необходимы огромные площади, большие, чем для других типов электрогенераторов.

Преимущества: **энергии солнца**: колоссальное количество энергии, возобновляемость, доступность. Главным недостатком солнечных электростанций являются их высокая стоимость и большая занимаемая площадь. Так, для размещения солнечной электростанции мощностью 100 МВт требуется площадь в 200 га, а для атомной электростанции мощностью 1000 МВт – всего 50 га.

Водород – единственное по-настоящему экологически чистое химическое топливо.

При сгорании водорода выделяется тепло, обыкновенная вода и ничтожное количество оксидов азота. Водородное топливо не содержит углерод, поэтому его использование не увеличивает содержание в атмосфере парниковых газов, таких как углекислого и угарного газов. Сгорание водорода не приводит к разрушению озонового слоя и образованию кислотных дождей. Преимущества: возобновляемость, экологичность, доступность сырья

Недостатки: по некоторым источникам – большие энергозатраты на получение водородной энергии.

Таким образом, применение альтернативных источников энергии в настоящее время еще требует своего технологического и экологического развития. С другой стороны запасы углеводородов на земле можно считать практически неисчерпаемыми. Разведанные запасы по состоянию на конец 2008 г. составляли: нефть – 169 млрд тонн, газ – 177 трлн м³, уголь – 848 млрд тонн. При этом общее содержание метана в газогидратных залежах на два порядка превышает его суммарный объем в традиционных извлекаемых запасах, оцениваемых в 250 трлн м³. Иначе говоря, гидраты могут содержать 10 трлн тонн углерода, т. е. в два раза больше, чем вместе взятые мировые запасы угля, нефти и обычного природного газа.

Общемировое производство нефти в 2007 г. составило 3906 млн тонн, продуктов нефтепереработки – 3762 млн тонн, угля – 3136 млн тонн н.э., газа – 2940 млрд м³. При этом энергопотребление (primary energy) в мире равнялось 11 099 млн тонн н.э.: включая 3953 млн тонн нефти, 3178 млн тонн н.э. угля, 2922 млрд м³ (2638 млн тонн н.э.) газа, 709 млн тонн н.э. гид.

Газогидраты являются источником природного газа на Земле, который может составить реальную конкуренцию традиционным углеводородам: в силу наличия огромных ресурсов, широкого распространения на планете, неглубокого залегания и весьма концентрированного состояния (1 м³ природного метан-гидрата содержит около 164 м³ метана в газовой фазе и 0,87 м³ воды). Особенно интенсивно промышленной разработкой занимаются в Японии. Проведенные ультразвуковые исследования показали, что под морем вокруг Японии. прогнозируемые запасы метана в гидратах могут составлять от 4 до 20 трлн м³. Промышленную разработку месторождения предполагается начать в 2017 г.

Ресурсы **сланцевого газа** в мире составляют 200 трлн куб. м. В числе факторов, положительно влияющих на перспективы добычи сланцевого газа: близость месторождений к рынкам сбыта; значительные запасы; заинтересованность властей ряда стран в снижении зависимости от импорта топливно-энергетических ресурсов. В то же время у сланцевого газа есть ряд недостатков, негативно влияющих на перспективы его добычи в мире. Среди таких недостатков: относительно высокая себестоимость; непригодность для транспортировки на большие расстояния; быстрая истощаемость месторождений; низкий уровень доказанных запасов в общей структуре запасов; значительные экологические риски при добыче. Технология добычи сланцевого газа отличается от добычи традиционного газа широким использованием горизонтального бурения и необходимостью проведения большого количества гидроразрывов пласта с закачкой воды и пропантов (гранулированных алюмосиликатов, поддерживающих раскрытость микротрещин, образованных при гидроразрыве). **Недостатки добычи сланцевого газа:**

Технология гидроразрыва пласта требует крупных запасов воды вблизи месторождений, для одного гидроразрыва используется смесь воды (7500 тонн), песка и химикатов. В результате вблизи месторождений скапливаются значительные объемы отработанной загрязненной воды, которую сложно утилизировать с соблюдением экологических норм;

Сланцевые скважины имеют гораздо меньший срок эксплуатации, чем скважины обычного природного газа;

Пробуренные скважины быстро сокращают свой дебит - на 30 – 40 % в год;

Для добычи газа используется около 85 токсичных веществ, хотя точные формулы химического коктейля для гидроразрыва в компаниях, добывающих сланцевый газ, являются конфиденциальными;

При добыче сланцевого газа имеются значительные потери метана, что приводит к усилению парникового эффекта;

Добыча сланцевого газа рентабельна только при наличии спроса и высоких цен на газ.

Сланцевые месторождения палеозойской и мезозойской эры, имеют высокий уровень гамма-излучения, что приводит к повышению радиационного фона в результате гидроразрыва пластов.

Экология стала главной проблемой добычи сланцевого газа.

Без дальнейшего усовершенствования технологии добычи сланцевого газа с целью контроля выбросов метана, загрязнения почвы и грунтовых вод, сланцевый газ не сможет стать в ближайшее время достойной альтернативой природному газу.

Во всех нефтедобывающих странах постоянно растет внимание к разработкам по повышению степени **нефтеотдачи пластов**. В последние годы на многих месторождениях нефти отмечается истощение и снижение объемов прироста запасов. При таких условиях возникает проблема более полного извлечения нефтяного сырья как из разрабатываемых, так и вновь открываемых месторождений. Воспроизводство нефтедобычи путем внедрения современных методов таких как газовые, тепловые, микробиологические, химические на основе инновационных технологий в последние годы становятся более приоритетными.

Масштабы внедрения новых методов, которые значительно увеличивают нефтеотдачу месторождений в мире, ежегодно растут. Например, если в 1985 г. было добыто нефти новыми методами примерно 70 миллионов тонн, то уже через 20 лет эта цифра увеличилась вдвое и достигла более 140 миллионов тонн в год. До настоящего времени основные предпочтения отдаются газовым и тепловым методам, благодаря которым доля дополнительной нефтедобычи превышает 95%. Эта проблема постоянно находится в поле зрения нефтедобывающих стран вот уже несколько десятилетий.

. В число наиболее перспективных методов входит термогазовый метод повышения нефтеотдачи, который стал быстро развиваться в США еще с 2004 г. благодаря этому способу и реализации этой программы уже за три года добыча в стране выросла почти в 4,4 раза. В последние годы в России также стал успешно развиваться этот способ повышения нефтеотдачи (Ай-Пимское, Маслиховское, Гальяновское, Приобское и другие месторождения). Преимущество термогазового метода заключается в использовании дешевого агента, и при этом значительное повышение нефтеотдачи пласта составляет до 60% и выше.

Принципиальные особенности технологии термогазового воздействия: закачка воздуха и его трансформация в эффективные вытесняющие агенты (углекислый газ, лёгкие углеводороды) за счёт внутривластовых окислительных и термодинамических процессов, использование природной энергетики пласта — повышенной пластовой температуры (свыше 60 – 700°C) для самопроизвольного инициирования внутривластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФИЛЬТРАЦИИ ГЕЛИРОВАННОЙ КИСЛОТЫ В КАРБОНАТНОЙ ПОРОДЕ

С.М. Антонов

Научный руководитель профессор О.В. Андреев
Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

От 50 до 60 % современных мировых запасов нефти сосредоточено в карбонатных продуктивных отложениях [2]. Карбонатные залежи Восточной Сибири отличаются сложным строением (трещинно-кавернозно-поровое) и аномально низкими термобарическими параметрами [1].

Обработка призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов растворами концентрированной соляной кислоты является основным методом повышения производительности скважин. Основными факторами,

ограничивающими массовое внедрение технологий солянокислотного воздействия на карбонатные коллекторы, являются:

- высокая скорость взаимодействия растворов концентрированной соляной кислоты с породой, состоящей на 90 % и более из доломита и кальцита. Призабойная зона скважины более интенсивно растворяется по сравнению с удаленными зонами пласта;
- движение кислотного состава по наиболее промытым пропласткам, без охвата низкопроницаемых участков пласта воздействием;
- утечки кислотного состава в высокопроницаемых трещины карбонатных пластов, что приводит к значительным потерям раствора.

Данные факторы приводят к снижению успешности солянокислотных обработок до 30 – 50 % [3].

В нефтепромысловой практике при обработке карбонатных коллекторов предотвращение быстрой нейтрализации соляной кислоты вблизи от стенки скважины достигается закачкой рабочего агента с максимально возможным темпом нагнетания в область призабойной зоны и применением химреагентов, направленных на снижение скорости реакции кислоты с матрицей породы (соразтворители, растворы поверхностно-активных веществ). Однако, это не приводит к образованию в продуктивной части пласта протяженных по его длине высокопроницаемых флюидопроводящих каналов, вследствие сосредоточения кислотного потока по наиболее открытым пропласткам [2].

Актальным направлением является гелирование солянокислотных растворов. Увеличение вязкости солянокислотного раствора ведёт к значительному снижению скорости реакции кислоты с минералами, слагающими карбонатную породу и перераспределению потоков нагнетаемого кислотного состава в продуктивной части пласта. Таким образом достигается максимальный эффект кислотной обработки, который обеспечивает образование оптимальных каналов фильтрации и способствует более полному охвату неоднородных пластов воздействием. В лабораторных условиях исследованы гелированный альгинатом натрия (0,5 %) раствор HCl (12 %) с вязкостью 60,89 мПа·с (при скорости сдвига 75 с-1), а также низковязкие растворы HCl (12 %) и HCl (12 %) с добавлением поверхностно-активного вещества (Неонол РХП – 20, 3 %) в термобарических условиях залегания карбонатного пласта с аномально низкими температурами и давлениями. Для установления количественных характеристик кислотно-карбонатного взаимодействия использован гравиметрический метод анализа в статическом режиме. В основу метода закладывалась повременная регистрация убыли массы цилиндрических образцов мрамора при взаимодействии с кислотными составами. Полученные кинетические зависимости аппроксимированы уравнением:

$$Vp_i = \frac{m_i}{(S_{обр} \cdot 0,0001) / t_i} \quad (1)$$

где: Vp_i – скорость реакции, г/м²·ч; m_i – масса выделяющегося CO₂, г; $S_{обр}$ – площадь образца, см²; t_i – время, ч.

Фильтрацию кислотных составов проводили через составную модель карбонатного пласта, представляющую собой образцы керна карбонатной горной породы, образованной доломитом с трещинно-кавернозно-поровым строением с пористостью 11,32 – 16,60 % на многопрофильной модульной системе АСРС – 830 Z, при температуре 12 °С, давлении 10 МПа, скорости закачки флюида – 15 см³/ч.

Для оценки проницаемости горной породы использовали линейный закон фильтрации Дарси:

$$k = \frac{Q\mu L}{\Delta P F}, \quad (2)$$

где k – проницаемость породы, м²; Q – объёмный расход жидкости в единицу времени, м³/с; μ – динамическая вязкость жидкости, Н·с/м²; L – длина модели карбонатного пласта, м; ΔP – перепад давления на торцах модели пласта, Н/м²; F – площадь фильтрации, м².

Контроль вязкости растворов осуществляли на 17-скоростном ротационном вискозиметре НТНР-5550 (Ametek Chandler Engineering, США) при скорости сдвига 25 – 100 с-1, $t = 12$ 0С и $P = 10$ МПа. Наблюдается высокая скорость растворения цилиндрических образцов мрамора раствором HCl (12 %) с интенсивным выделением глобул CO₂. На активной стадии взаимодействия (до 60 минут) средняя скорость растворения превышает 14 кг/м²·ч (рис. 1). При внесении в раствор соляной кислоты поверхностно-активного вещества Неонол РХП-20 скорость растворения снижается, вследствие обеспечения структурированной дисперсной системой адсорбционного пассивирования на границе раздела фаз в виде защитного слоя (пленки), которая препятствует диффузии активных ионов водорода к поверхности образца карбоната. Средняя скорость реакции на активной стадии взаимодействия составила 6919 г/м²·ч (рис. 1). Наибольшее замедление скорости кислотно-карбонатного взаимодействия отмечено при растворении мрамора в растворе HCl (12 %) гелированном альгинатом натрия (0,5 %). Повышение вязкости состава и изменение структурно-механических свойств жидкости приводит к замедлению диффузии протонов H⁺, снижению скорости созревания и отрыва глобул углекислого газа, что в целом замедляет скорость реакции на активной стадии взаимодействия до 1594 г/м²·ч.



Рис. 1 Скорость растворения мрамора в кислотных составах во времени

Полученные в опытах по определению кинетики растворения карбонатной породы данные согласуются с результатами фильтрационных испытаний кислотных составов на составных колонках из образцов керна карбонатного пласта. Высокая скорость взаимодействия растворов HCl (12 %) и HCl с добавлением реагента Неонол РХП-20 (3%) приводит при прокачке составов через модель пласта к интенсивному образованию 2-3 неразветвленных каналов фильтрации (рис. 2). Невысокая скорость взаимодействия, при высокой проникающей способности кислотного раствора гелированного 0,5 % альгината натрия приводит при его фильтрации в модели пласта к перераспределению потоков состава, за счет повышенной вязкости раствора приводит, что выражается в появлении более 5 высокопроницаемых близрасположенных фильтрационных каналов (рис. 2). Образование системы каналов растворения в промысловых условиях приведет к повышению охвата пласта воздействием и, как следствие, дополнительной добыче углеводородов, что позволяет рекомендовать альгинат натрия в качестве гелирующего агента при кислотных обработках карбонатных пластов с аномально низкими пластовыми температурами и давлениями.

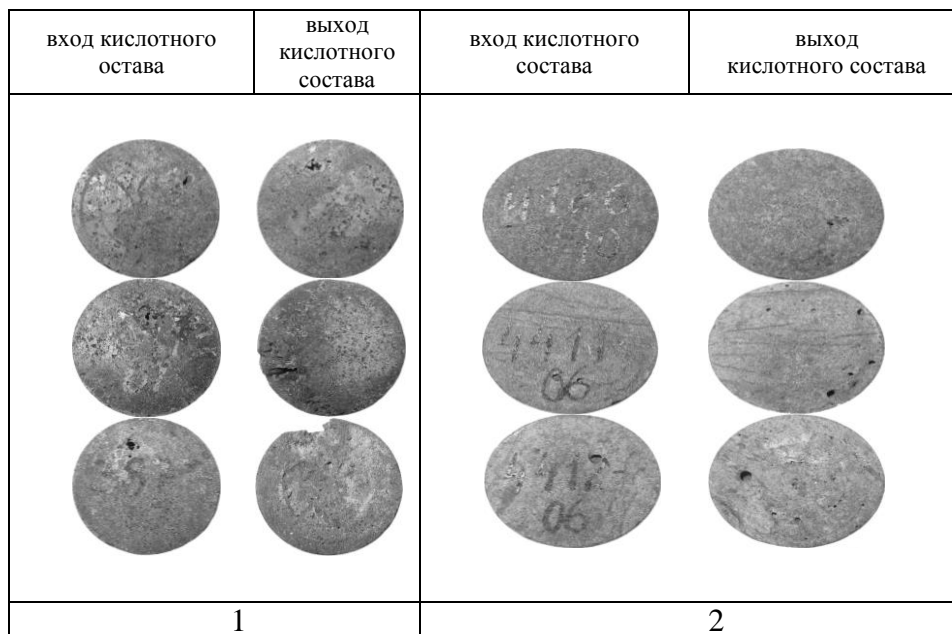


Рис. 2 Торцевая поверхность образцов керна составной модели карбонатного пласта после обработки породы: 1) раствором HCl (12 %); 2) раствором HCl (12 %) гелированным альгинатом натрия (0,5 %)

Литература

1. Воробьев В.Н. Месторождение нефти и газа центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы / В.Н. Воробьев, С.А. Моисеев, В.А. Топешко, В.С. Ситников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2006. – № 7. – С. 4 – 17.
2. Глушенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. В 5 т. Т.4. Кислотная обработка скважин / под ред. И.Т.Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
3. Солодовников А.О., Андреев О.В., Киселев К.В. Взаимодействие растворов кислотообразующих реагентов с минералами карбонатных коллекторов // Вестник Тюменского государственного университета. – Тюмень, 2011. – № 5. – С. 149 – 156.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ МОДЕЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ РАСТВОРОВ АСФАЛЬТЕНОВ

А.Э. Багнюков

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из нежелательных процессов при разработке нефтяных месторождений является деасфальтизация нефтей в пласте, которая может приводить к закупорке пор и уменьшению проницаемости нефтяного пласта. Асфальтены как наиболее полярные компоненты нефти проявляют значительную поверхностную активность. Особую актуальность приобретает прогнозирование фазового поведения асфальтенов в нефтяных дисперсных системах (НДС) и изучение процессов с их участием. Формирование отложений асфальтенов на различных поверхностях осложняет протекание нефтетехнологических процессов [1]. В нефтяных дисперсных системах коллоидное диспергирование одной фазы в другой сопровождается резким усилением поверхностных явлений, связанных с возрастанием межфазной поверхности [2].

В настоящей научно-исследовательской работе было определено начало флокуляции асфальтенов по изменению межфазного натяжения. Существуют различные методики определения начала ассоциирования асфальтенов. Нами был использован сталагмометрический метод определения межфазного натяжения на границе жидкость-жидкость. Объектом исследования были взяты модельные системы асфальтенов Т нефти с концентрацией 0,2 г/л и 0,4 г/л в толуоле, физико-химические свойства которых приведены в таблице 1. Образцы асфальтенов были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН, г. Томск.

Таблица 1

Физико – химические свойства Т нефти

Содержание, масс.доли, %	Парафины, %	Смоли, %	Асфальтены, %
Значение показателей	2,4	28	5,8

Величину поверхностного натяжения толуол-вода была определена на сталагмометре СТ-2. Сталагмометр предназначен для определения поверхностного натяжения растворов ПАВ методом определения объема капель, выдавливаемых на границах жидкость-жидкость. Принцип действия сталагмометра: при вращении микрометра наконечник оказывает давление на подвижный шток поршня, который перемещаясь в корпусе шприца, заполненного исследуемой жидкостью, выдавливает ее из кончика капилляра в виде капли в другую жидкость. При достижении критического объема капли отрываются.

Величина межфазного поверхностного натяжения нефти на границе с водой рассчитывается по формуле:

$$\sigma = K \cdot V \cdot (\rho_B - \rho_H),$$

где σ - среднее значение межфазного поверхностного натяжения, мН/м; K - постоянная капилляра, (мН/м)/(кг/м³); V - среднеарифметическая величина объема выдавливаемой капли, в делениях лимба микровинта; ρ_B – плотность воды, кг/м³; ρ_H - плотность нефти, кг/м³. Для определения постоянной капилляра было замерено межфазное поверхностное натяжение эталонного гептана на границе с дистиллированной водой, значение межфазного натяжения которого имеется в справочнике. Определив на сталагмометре объем выдавливаемой капли, постоянную K капилляра определяют по формуле:

$$K = \frac{50,2}{V \cdot (\rho_B - \rho_2)},$$

где 50,2 - поверхностное натяжение на границе гептан - дистиллированная вода; ρ_B - плотность воды; ρ_2 - плотность гептана.

Точку начала флокуляции асфальтенов (“onset”) определяли по минимальному количеству н-гептана, при котором происходило скачкообразное изменение свойств системы [2].

Осаждение проводили последовательным добавлением н-гептана от 10 % до 70% об. к растворам асфальтенов нефти. Измерение объема капли для каждой концентрации н-гептана проводили 30 раз для достижения максимальной точности вычисления. Полученные результаты приведены на графике рис.1. Пороговое значение образования агрегатов определяли как точку перегиба на графике при очередном добавлении н-гептана. Для раствора асфальтенов в толуоле с концентрацией 0,2 г/л она составила 53 %. Для раствора асфальтенов в толуоле с концентрацией 0,4 г/л она составила 55 %.

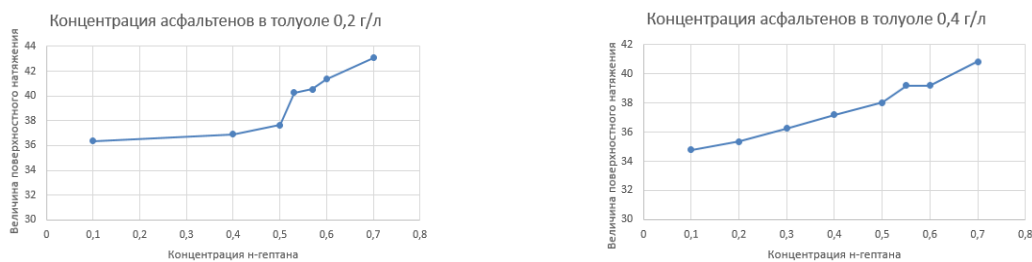


Рис. 1 Зависимость величины поверхностного натяжения от концентрации добавленного н-гептана

В результате выполненной работы нами было обнаружено пороговое значение образования агрегатов для модельных растворов асфальтенов Т нефти в толуоле. Полученные данные достаточно близко коррелируются с результатами определения точки onset, полученными с помощью метода фотонной корреляционной спектроскопии 47 % для концентрации 0,2 г/л и 52,2 % для концентрации 0,4 г/л.

Литература

1. Сафиева Р.З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства (часть 1) // Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. 2004. – 82 с.
2. Сафиева Д.О. Адсорбция асфальтенов на твердых поверхностях и их агрегация в нефтяных дисперсных системах// Автореферат. Дисс. на соискание ученой степени кандидата химических наук. – М.: 2011. – 26 с.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

А.Ш.Басалаева, С.М.Гусева

Научный руководитель профессор Н.П. Запивалов

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В настоящее время компаниями разрабатываются месторождения жесткими методами, что приводит к относительно резкому снижению объемов добычи из-за большого количества остаточной нефти. Это связано с экономической выгодой нефтедобывающих компаний. В итоге, в залежи остается больше трети углеводородов, а во многих случаях больше половины. Часто это связано с выбором неправильного процесса разработки. Вследствие чего возникла потребность в освоении новых методов повышения нефтеотдачи, которые могли бы продлить жизнь месторождению. На рисунке показана схема, по которой работает большинство действующих месторождений.

Основными проблемами, с которыми сталкиваются при создании метода, увеличивающего коэффициент нефтеотдачи, являются сильно заводненные коллекторы. Отсутствие моделей для опробования внутрипластовых важно отметить, что для применения метода на каком-то конкретном месторождении нужно учитывать индивидуальные свойства коллектора, а также экономическую эффективность использования дополнительных технологий.

Основными причинами падения уровня добычи – снижение добычи нефти на зрелых месторождениях, недостаточная вовлеченность запасов в разработку и сведение к минимуму геологоразведочных работ. В России почти половина всех углеводородных ресурсов считаются нерентабельными [7]. Это связано с тем, что нет приемлемых условий для освоения трудноизвлекаемых запасов на новых участках, и на эксплуатируемых. Количество остаточной нефти по ряду месторождений определяется десятками и сотнями миллионов тонн. Но благодаря передовым методам нефтяники способны изъять из-под земли до трех четвертей нефтяного запаса.

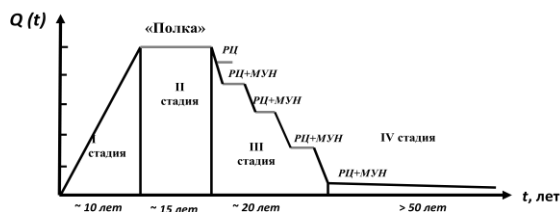


Рис. Обобщенный график жизни нефтяного месторождения: $Q(t)$ - добыча нефти, t – время разработки месторождения, РЦ-реабилитационные циклы, МУН-методы увеличения нефтеотдачи, «Полка» - стабильное состояние системы [1]

Разработки месторождений ведутся в три этапа: на первом используют энергию пласта, при которой нефтеотдача равна 5 – 15 %, на втором используют искусственные методы, такие как заводнение и гидроразрыв пласта, повышающие нефтеотдачу на 20 – 60 %. На третьем этапе, который привлекает большой интерес, используют новые технологии, учитывающие свойства техногенно-измененного коллектора. Они повышают нефтеотдачу на 35 – 75 % и являются экономически выгодными. К таковым методам относятся: физико-химические, газовые, тепловые, микробиологические.

Доля методов в мировой практике составляет 5%, 45%, 50% соответственно [7]. Одним из перспективных методов является метод направленной нагрузки пласта. Суть его заключается в создании сети обильных, весьма продолжительных во времени, трещин. Такой эффект достигается при помощи разгрузки пласта. Этот метод является одним из самых шадящих по отношению к нефтегазозоному горизонту.

Физико-химические методы.

К ним относятся закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, щелочей. Многие нефтяные компании и научно-исследовательские институты проводят разработку новых химических компонентов, которые используются для улучшения коллекторских свойств пород и для обработки призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин. Такими являются вещества на базе «Сульфена-35», «Нефтенол НЗ» и комплекса «Химеко-В». Данные реагенты применяются для терригенных коллекторов, на глубине до 3000 м. Ожидаемый дополнительный коэффициент извлекаемой нефти при использовании этих веществ от 5 до 30% [7].

Реагент «Сульфен-35» был разработан в Казани компанией ООО «Нефтехимгеопрогресс», применяется для очищения порового пространства от нефтяной пленки и асфальто-смолистых соединений, а также для обработки призабойной зоны и «доотмыва» нефтяной пленки с нефтенасыщенного коллектора [5]. Также компанией разработан Реагент-Разглинизатор, который извлекает глинистые частицы с закольматированной призабойной зоны и способствует увеличению дебита скважины. В качестве бурового раствора ЗАО «Химеко-ГАНГ» разработал вещество с низкой фильтрацией, которое не загрязняет пласт и увеличивает фильтрацию призабойной зоны. «Нефтенол НЗ» и «Химеко-В» широко используется в Западной Сибири компаниями ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть», ОАО «Сургутнефтегаз» и др. [6].

Микробиологические методы.

Важное значение приобретает микробиологическое воздействие, которое основывается на синтезе поверхностно-активных веществ из продуктов жизнедеятельности микроорганизмов. Существует два способа вовлечения биоПАВ в разработку залежи: синтез вещества на поверхности или непосредственно в пласте [4]. Преимущество метода состоит в том, что у этих организмов широкий диапазон условий среды обитания.

Принцип основывается на выделении бактериями химических веществ, которые растворяют карбонаты, разжижают высоковязкую нефть и в целом увеличивают проницаемость коллекторов, что повышает нефтеотдачу до 40% [7]. Хотя данный метод является экономически выгодным и легким в использовании, к сожалению, такие технологии используются редко, так как недостаточно навыков их применения, а также очень сложно организовать контроль над процессом.

Газовые методы

Закачку газа, метана, сжиженного нефтяного газа, азота и углекислого газа проводят для поддержания пластового давления в скважине, а также увеличения нефтевытеснения углеводородов из пласта [3]. Международной компанией «Shell» многолетним опытом применяется двуокись углерода для вытеснения нефти из коллектора с растворенным в ней загрязняющим газом. Проводится данное мероприятие с помощью чистого CO₂, либо с применением газовой пены или смеси на его основе. Этот метод имеет ряд преимуществ. Газ – сырье, которое легко транспортируется по трубопроводам, хорошо растворяется в нефти, разжижая ее, и в воде, делая ее более вязкой, имеет экологическую безопасность для окружающей среды. Также используется газ, являющийся побочным продуктом производства, а в случае попутного газа, извлекаемого при добыче углеводородов, может быть закачен обратно в пласт для увеличения нефтеотдачи [3].

Тепловые методы.

Тепловые методы применяются для извлечения высоковязких нефтей. Принцип состоит в понижении вязкости нефти под воздействием тепла. Эффективность зависит от тепловых потерь в породе [8]. Используют несколько различных технологий подачи тепла в пласт: внутрипластовое горение, вытеснение нефти паром, горячей водой, пароциклические обработки скважин, импульсно-ударное и вибрационное воздействие [3].

Основная задача – распределить тепло равномерно по всему пласту, чтобы максимально вовлечь все участки тяжелой нефти. Хотя применение парового воздействия сопряжено со сложной организацией контроля над введением технологий и ограниченностью использования метода по глубине залегания продуктивной залежи, в то же время, метод позволяет включать в разработку небольшое скважин, через которые проводится нагрев, и, как результат, получать высокий дебит дополнительной нефти. В США в течение более 50 лет успешно проводится добыча высоковязкой нефти на месторождении Саут Белридж в Калифорнии [8].

Выводы:

Переход от жестких методов воздействия на пласт для получения больших объемов в короткие сроки, к режимам, шадящим внутреннюю систему месторождения, способствует продлению эксплуатации месторождения и, соответственно, увеличению объема добываемой нефти. Применение предлагаемых методов увеличения нефтеотдачи позволит максимально эффективно использовать месторождения на конечной стадии разработки и те, которые еще могут давать большие дебиты на протяжении многих десятилетий.

Применение одного метода не достаточно для более эффективной разработки залежи, применение комплекса методов обеспечивает максимальный коэффициент нефтеизвлечения. Нужно понимать, что режим

залежи изменяется со временем эксплуатации месторождения, также как и должны изменяться условия добычи. Нефтепромысловые работы должны подразумевать не только выработку запасов с целью получения быстрых доходов, но и профессиональное освоение месторождения, проведение исследований по добыче максимально возможного количества углеводородов, сохранение окружающей среды и внутренней системы залежи [2].

Сотрудничество государства и нефтедобывающих предприятий неотъемлемая часть успешного нефтедобывающего комплекса. В первую очередь необходимо думать о перспективности принимаемых решений, об ответственности за ведение разработки и разумную эксплуатацию месторождения.

Литература

1. Запывалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Томск, 2011. – №3. – С. 1 – 11.
2. Запывалов Н. П. Нефтегазовый комплекс России: состояние и перспективы на XXI век//Георесурсы, – Казань, 2002. – № 1(9). – С. 32 – 35.
3. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие, – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. – 166с.
4. Кабушев А.А., Карабаева А. Применение микробиологических методов для повышения нефтеотдачи. – Тараз: Изд-во Таразского Государственного университета им. М.Х.Дулати, 2007. – 5 с.
5. ООО «Нефтехимгеопрогресс». Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. – Казань, – 2010. – 4 с.
6. ЗАО «Химеко-ГАНГ». Каталог технологий ЗАО «Химеко-ГАНГ», 2008. – С. 1 – 74.
7. «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.». Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России. – 2013. – 24 с.
8. «Шелл Интернешнл Эксплорейшн энд Продакшн Б. В.» – Гаага, Нидерланды, – 2012. – 32 с.

ПОДГОТОВКА ПРОДУКЦИИ СРЕДНЕТЮНГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ))

Д.С. Борисов

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Топливо-энергетическая отрасль является ключевой как для всего мирового хозяйства, так и для каждой национальной экономики в отдельности. Для России ТЭК также играет значимую роль, особенно на современном этапе развития. Принимая во внимание разнообразие направлений ТЭК, следует особенно выделить его газовую составляющую. На долю России приходится 30,7% объемов мировых запасов газа. Ожидается, что до 2025 г. объемы добычи газа удвоятся. При этом более 60% всей добычи газа в РФ будет сосредоточено в районах Крайнего Севера [1].

Подготовка газа Среднетюнгского месторождения 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.

Согласно проекта обустройства Среднетюнгского ГКМ, в низкотемпературном сепараторе необходимо поддерживать давление 7,36 МПа и температуру -29,84 °С.

Для максимального извлечения углеводородного конденсата из газов разных оптимальны давления: 3–5 МПа, 4,5 – 5 МПа, 5 – 6 МПа и 5,5 – 6,5 МПа [2]. Подчеркнем, что указанные значения давлений сепарации были установлены для газов с отличающимися составами и для разных условий как экспериментально, так и расчетным путем с использованием моделирующих программных комплексов. При этом в одних случаях исследовался выход стабильного конденсата, в других – нестабильного, температуры сепарации также несколько различались. В связи с этим целесообразно установить, какое давление НТС является оптимальным с точки зрения эффективной эксплуатации УКПГ.

Целью данной работы является повышение степени извлечения C3+высшие из сырья в нестабильный конденсат за счет оптимизации технологического режима низкотемпературного сепаратора. Для реализации этой цели использовали метод технологического моделирования, реализованного в специальной компьютерной программе Aspen HYSYS [3]. На основании данных технологического регламента работы аппаратов, зная характеристику исходного сырья, его компонентный состав, расход, давление и температуру входа на УКПГ в программе Aspen HYSYS была смоделирована технологическая схемы подготовки газа методом низкотемпературной сепарации (рис.1).

На этапе расчетных исследований были исследованы зависимости выхода нестабильного конденсата от давления сепарации, выхода метана и этана, пропан-бутанов и C5+высшие в нестабильный конденсат от давления сепарации (рис.2).

Наибольшая степень извлечения нестабильного конденсата наблюдается при давлении 4,5 МПа, пропан-бутанов наблюдается при давлении 4,5–5 МПа, метана и этана при давлении 5 – 5,5 МПа.

Для текущего состава пластового флюида рекомендуем принять давление в низкотемпературном сепараторе 4,5 МПа.

Результат сравнительного анализа подготовки газа по технологии НТС в зависимости от давления представлен в таблице 1.

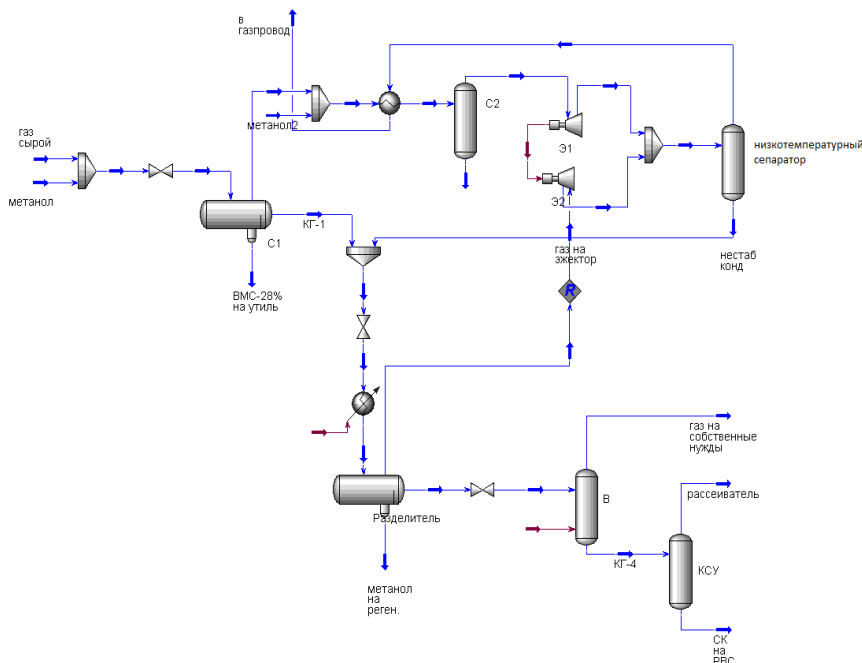


Рис. 1 Моделирующая технологическая схема подготовки газа и газоконденсата методом НТС: С1, С2 – сепараторы; Э1-Э2 – эжектор; В – выветриватель; КСУ - конечная сепарационная установка

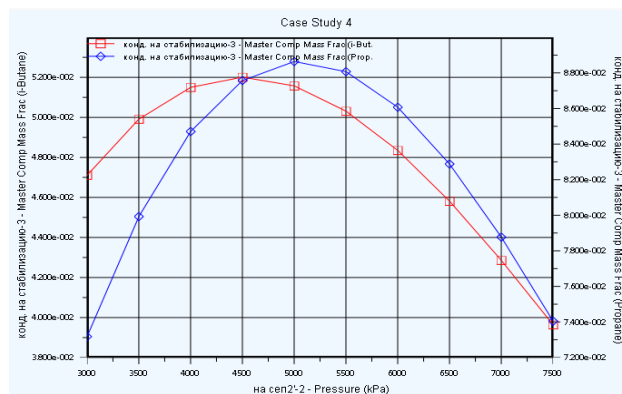


Рис. 2 Изменение выхода пропана и бутанов в нестабильный конденсат в зависимости от давления сепарации при температуре $-29,84\text{ }^{\circ}\text{C}$

Таблица 1

Характеристика нестабильного конденсата в зависимости от давления в низкотемпературном сепараторе

Компонент	Состав, мольн. д.		Расход, кг/ч	
	P=7,36 МПа	P=4,5 МПа	P=7,36 МПа	P=4,5 МПа
Метан	0,153	0,148	15496	20190
Этан	0,068	0,095	12934	24218
Пропан	0,077	0,140	21604	52258
и-бутан	0,029	0,054	10700	26608
н-бутан	0,043	0,076	15913	37417
С5+высшие	0,581	0,438	441242	446741
∑ С3+высшие	0,624	0,708	489459	563024

Нестабильный конденсат, полученный при давлении сепарации $P=4,5$ МПа, характеризуется значительно более высоким содержанием C_3+ высшие.

Литература

1. Гриценко А.И., Истомина В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – С. 375 – 397.
2. Цветков Н.А. Подготовка продукции валанжинских залежей Уренгойского месторождения. Газовая промышленность, 2007. – № 2. – С.74 – 77.
3. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2006.

ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ И АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ РАСЧЕТЕ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА

И.В. Бородич

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На сегодняшний день отсутствует единая утвержденная методика расчета дебита горизонтальной скважины с множественным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). Как следствие этому возникают значительные неопределенности в расчете продуктивности скважины. Поэтому поиск и развитие методики является актуальным направлением.

В работе рассмотрено месторождение Томской области за период разработки, фонд которого представлен наклонно-направленными скважинами, отмечаются низкие уровни добычи. Низкие уровни добычи приводят к экономической неэффективности дальнейшего разбуривания проектных кустов. В качестве решения данной проблемы предлагается изменение технологии заканчивания на горизонтальное. Однако, обращаясь к геологии месторождения, сделаны выводы о том, что бурение скважины не оправдано, из-за большой потери эффективной длины горизонтальной секции: в геологическом строении отмечается наличие перемычки, которая нарушает гидродинамическую связь двух отдельных маломощных пропластков. В сложившейся ситуации для снятия рисков недостижения проектного дебита, приобщения всей продуктивной мощности, а также создания нескольких высоко проводимых каналов необходимо и целесообразно применение технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Следовательно, после принятия решения о смене технологии, возникает вопрос: какой будет дебит скважины? Существует множество аналитических моделей описывающих динамику притока к горизонтальной скважине с МГРП. На основе опыта компаний в области исследования МГРП, для оценки продуктивности были выбраны модели Li, Guo и Yuan'a [1,2,3] в силу простоты применения и отличительных особенностей.

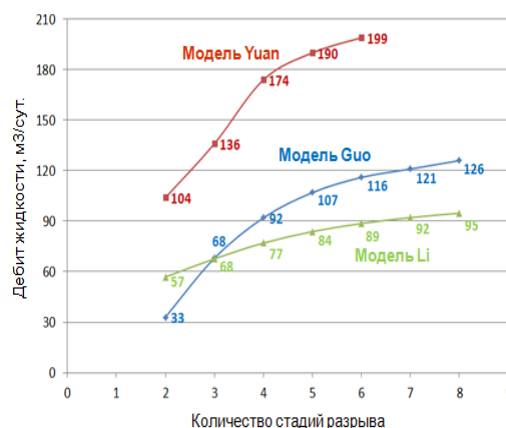


Рис. 1 Зависимость дебита жидкости от количества стадий разрыва

Итак, по результатам расчетов рекомендовано использование модели Li, модель показывает сравнительно низкий дебит относительно других моделей. Однако после бурений нескольких скважин и учета новых данных, возможно, потребуется ее корректировка, либо замена на более подходящую (работа ориентирована на 4 стадии).

При расчете прогнозного дебита горизонтальной скважины с МГРП возникают различные неопределенности геологического и технологического характера, которые влияют на продуктивность скважины и требуют количественной оценки.

Классификация неопределенностей:

Геологические	Технологические
Проницаемость пласта	Длина крыла трещины
Мощность пласта	Ширина трещины
Пластовое давление	Проницаемость трещины
Физико-механические свойства горной породы (азимут распространения трещины)	

Особого внимания требует азимут распространения трещин. Если распространение трещин не известно, то существует вероятность образования не поперечных, а продольных разрывов, что нежелательно и приводит к снижению эффективности операции МГРП в целом. Поэтому для данного параметра необходимо проведения исследования по определению максимального горного напряжения пород, которое позволит достичь оптимальных показателей от технологии МГРП за счет пространственного положения горизонтального участка.

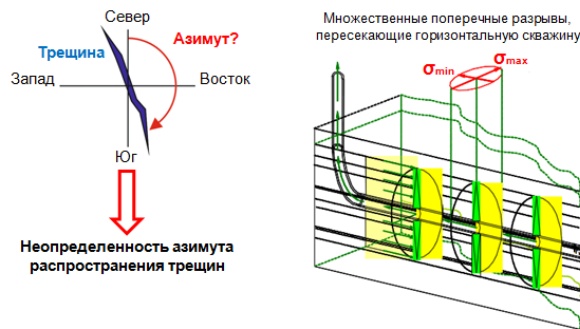


Рис. 2 Неопределенность азимута распространения трещин

Количественная оценка неопределенностей основывается на вероятностном анализе. Суть метода заключается в том, что каждому параметру задается наиболее подходящее распределение с учетом граничных значений, которое используется в выбранной ранее модели расчета.

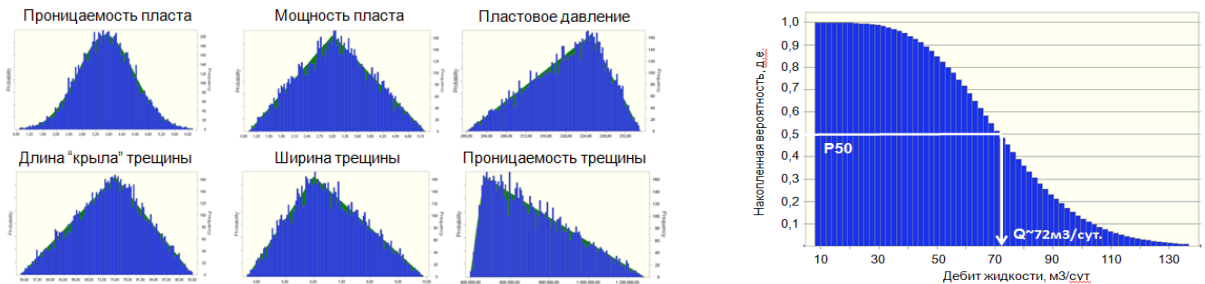


Рис. 3 Количественная оценка неопределенностей

В конечном итоге остается только оценить экономический эффект на данный дебит и сравнить его с традиционной для данного месторождения технологии наклонно-направленного заканчивания.

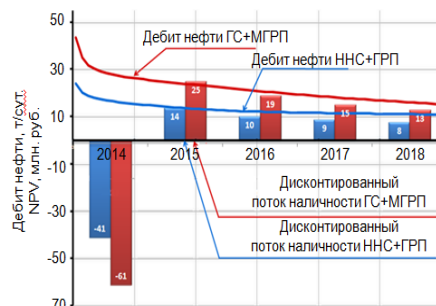


Рис. 4 Оценка экономического эффекта

Выводы и заключения:

По результатам текущего состояния разработки месторождения предлагается бурение горизонтальной скважины

Применение МГРП на горизонтальном участке скважины обосновано геологическим строением месторождения

Выполнен расчет продуктивности скважины и количественная оценка неопределенностей для четырех стадий разрыва

Экономический эффект от предложенного мероприятия оценен как положительный

Литература

1. Hujun Li, Zhengqi Jia. A new method to predict performance of fractured horizontal wells. SPE 37071, 1996
2. Boyun Guo and Xiance Yu. A simple and accurate mathematical model for predicting productivity of multifractured Horizontal wells. SPE 114452, 2008.
3. Hong Yoan. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells. SPE 133610, 2010.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ДИНАМИЧЕСКОГО РАССЕЯНИЯ СВЕТА ДЛЯ ОЦЕНКИ СТАБИЛЬНОСТИ НЕКОТОРЫХ КОМПОНЕНТОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

А.С. Васильев

Научные руководители доцент Л.В. Шишмина, аспирант А.М.Горшков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время наиболее распространёнными при бурении нефтяных и газовых скважин являются растворы на глинистой основе. Однако они обладают рядом недостатков: прихваты бурильной колонны и приборов; снижение естественной проницаемости продуктивных горизонтов за счет проникновения глинистых частиц и фильтрата; большие затраты химических реагентов на приготовление растворов; низкие показатели бурения; ухудшение качества цементирования обсадных колонн при образовании толстой и рыхлой глинистой корки[3]. Анализ зарубежных и отечественных рецептов буровых растворов показывает, что наиболее эффективными компонентами являются крахмалсодержащие реагенты, которые проявляют высокие эксплуатационные свойства, одновременно легко подвергаются деструкции и тем самым сохраняют естественную проницаемость коллекторов и не загрязняют окружающую среду. Полисахариды способны во время строительства скважины образовывать коагуляционный экран, способный не пропускать фильтраты буровых и цементных растворов в продуктивный пласт и со временем саморазрушаться (деструкция до простых сахаров) восстанавливая первоначальную проницаемость коллектора[1]. В связи с этим исследование свойств крахмальных растворов в качестве компонентов бурового раствора является актуальной научной и практической задачей. Одним из основных свойств бурового раствора является структурная однородность, которая определяет его устойчивость. Устойчивость в свою очередь характеризуется размером частиц. Одним из перспективных методов, позволяющих определять размеры частиц в режиме реального времени является метод динамического рассеяния света (ДРС).

Цель данной работы – исследовать стабильность крахмального раствора методом динамического рассеяния света.

Метод динамического рассеяния света (ДРС) – метод, использующий явление рассеяния света, и предназначенный для измерения размеров нано- и субмикронных дисперсных частиц. Метод является бесконтактным, не вносящим возмущение в исследуемую среду и отличается высоким быстродействием и точностью[2].

На рис. 1 рассмотрен процесс диффузии субмикронных монодисперсных частиц, диспергированных в жидкости. Хаотическое броуновское движение дисперсных частиц приводит к микроскопическим флуктуациям их локальной концентрации, что, в свою очередь, вызывает локальные флуктуации показателя преломления среды. При прохождении лазерного луча, представляющего собой плоскую, монохроматическую, линейно поляризованную волну, через такую среду, часть света будет рассеяна на этих локальных неоднородностях показателя преломления. Флуктуации интенсивности рассеянного света будут соответствовать флуктуациям локальной концентрации дисперсных частиц. Метод ДРС позволяет измерять коэффициент диффузии дисперсных частиц в жидкости. Поскольку коэффициент диффузии дисперсных частиц однозначно связан с размером частиц, то ДРС является методом измерения размеров таких субмикронных частиц[2].

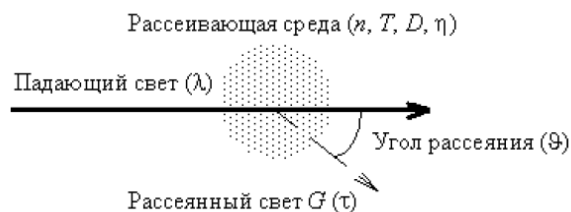


Рис. 1 Схема процесса рассеяния света

Информация о коэффициенте диффузии частиц содержится во временной корреляционной функции флуктуаций интенсивности рассеянного света.

Для проведения измерений размера частиц дисперсных систем нами использована система PhotoCor Complex. Спектрометр состоит из двух основных частей: оптико-механического блока и блока управления и анализа данных (рис. 2).

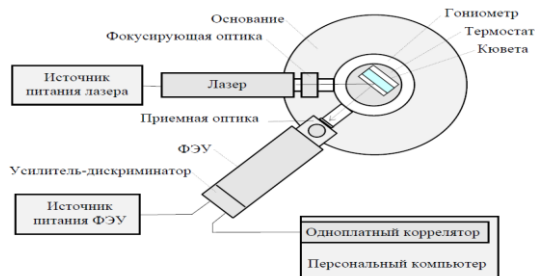


Рис. 2 Блок-схема фотонного корреляционного спектрометра

В пакет PhotoCor Complex встроена программа DynaLS, в которой производится анализ автокорреляционной функции и определяется размер частиц [4].

В качестве объекта исследования была выбрана смесь воды, гидроксида натрия и крахмала.

Для получения данного раствора к 400 мл дистиллированной воды было добавлено 7 г NaOH, чтобы повысить растворимость крахмала в воде. Крахмал растворялся в щелочной среде при постоянной температуре 65° С и его концентрация составила 2% масс.

Для измерения размеров коллоидных частиц в исследуемом растворе использовался прибор PhotoCor Complex. Источником света в приборе является полупроводниковый лазер с длиной волны 654 нм. Рассеянный свет регистрируется ФЭУ под углом 90°. Необходимая температура в термостате поддерживается терморегулятором, управляемым с помощью компьютера. Все измерения проводились при постоянной температуре термостата 27° С. Также раствор с содержанием крахмала был обработан ультразвуком, с целью восстановления исходного состояния дисперсной системы и разрушения больших частиц, появившихся в результате нежелательной агрегации.

Для того чтобы оценить влияние каждого компонента системы на устойчивость, было исследовано 3 раствора: H₂O+NaOH, H₂O+крахмал и H₂O+NaOH+крахмал. Результаты измерения среднего радиуса частиц от времени представлены на рисунке 3.

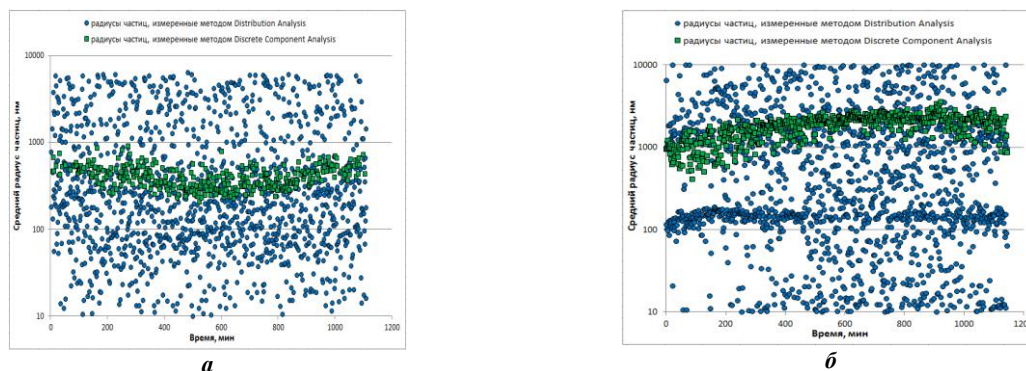


Рис. 3 Зависимость среднего радиуса частиц от времени:
а – H₂O+NaOH, б – H₂O+крахмал

Из рисунка 3 видно, что раствор H₂O+NaOH является полидисперсной системой, так как в смеси есть частицы от 10 нм до 10000 нм. Однако, согласно теоретическим представлениям, щелочь должна полностью растворяться в воде, образуя молекулярный раствор. Возможно, это связано с тем, что в эксперименте использовалась техническая щелочь NaOH.

Раствор крахмала в воде также является полидисперсной системой, в которой доминируют два размера частиц: порядка 100 нм и 1000 нм. Кроме того можно отметить увеличение среднего радиуса частиц со временем, что свидетельствует о агрегативной неустойчивости исследуемого раствора. Также при внешнем осмотре кюветы после эксперимента был виден осадок, что говорит о седиментационной неустойчивости смеси.

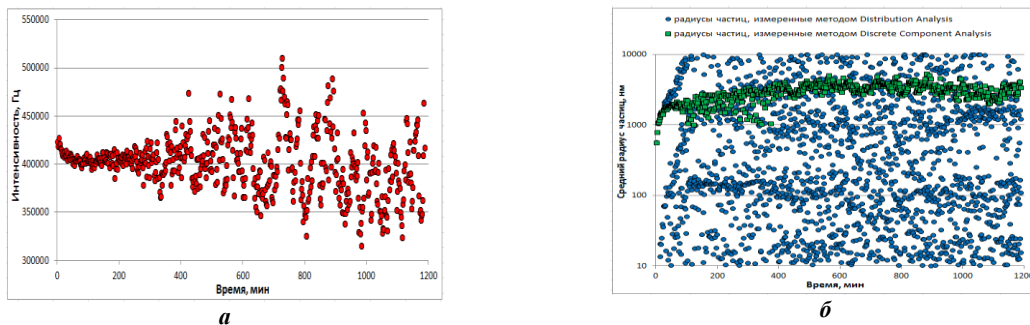


Рис. 4: Раствор $H_2O+NaOH+крахмал$

a – зависимость интенсивности рассеянного света от времени; *б* – зависимость среднего радиуса частиц от времени

Для раствора $H_2O+NaOH+крахмал$ была записана зависимость интенсивности рассеянного света от времени и определены значения средних радиусов частиц (рис. 4). Из первого графика (рис. 4.а) видно, что после 300 минуты наблюдается сильный разброс интенсивности от времени, что свидетельствует о выпадении тяжелых частиц, и как следствие, о седиментационной неустойчивости системы. Также можно отметить, что раствор $H_2O+NaOH+крахмал$ является полидисперсной системой, в которой частицы имеют порядок 10, 100 и 1000 нм (рис. 4б).

В результате работы можно сделать вывод о пригодности метода ДРС для исследования раствора крахмала в воде, так как были получены значения средних радиусов частиц всех рассматриваемых смесей. Для дальнейших экспериментов рекомендовано использовать химически чистую щелочь для приготовления раствора, а также исследовать другие концентрации крахмала в воде.

Литература

1. Буровые промывочные и тампонажные растворы / Учеб. Пособие / Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
2. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах: На правах рукописи. Дис. на соискание ученой степени канд. тех.наук. – Москва, 2001. – 109 с.
3. Маковой Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
4. Программируемый коррелятор Photocor-FC. / Руководство пользования.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАВНОВЕСНЫХ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТРАДНИНСКОЕ

А.М. Васильева

Научный руководитель ассистент О.В. Носова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отраднинское месторождение находится на территории Ленского района Республики Саха (Якутия). С сентября 2009 года в режиме опытно-промышленной эксплуатации ввелась в работу одна скважина. Во время эксплуатации отмечалась крайне нестабильная работа этой скважины. Причиной такой работы было являлось образование устойчивых газовых гидратов, как в призабойной зоне, так и в стволе самой скважины.

Для предупреждения образования гидратов в скважинах необходимо создать такой режим отбора газа, при котором его температура будет выше равновесной температуры гидратообразования, поэтому важно правильно определить равновесные условия образования гидратов.

Цель работы: определить условия гидратообразования на Отраднинском газоконденсатном месторождении. Для осуществления этой цели ставятся следующие задачи:

- Освоение методики инженерного расчета равновесных условий гидратообразования.
- Расчет давления гидратообразования в зависимости от температуры.
- Расчет условия образования гидратов с учетом изменения состава газа в процессе разработки.
- Оценка влияния ингибитора на условия образования гидратов.

В настоящее время при определении условий гидратообразования, несмотря на наличие достаточно строгих расчетных методов, в инженерной практике обычно используют простые эмпирические зависимости. Однако результаты расчетов равновесного давления для заданной температуры по этим методам в отдельных случаях различаются между собой в 2-3 раза. В связи с этим В.А. Истомин и В.Г. Квон [1], сохранив преимущества простых расчетных схем, разработали расчетную методику, приближающуюся к точности надежных экспериментальных данных.

Эта методика расчета равновесных условий в системе «природный газ – вода – гидрат» используется для природных и попутных нефтяных газов, состоящих в основном из метана CH_4 (более 50% об.) со значительным содержанием C_2H_6 , C_3H_8 , $i-C_4H_{10}$, CO_2 , H_2S . В этой методике в качестве первого шага фиксируют некоторую температуру, для которой определяют давление гидратообразования исследуемой смеси газов.

Вначале, исходя из термодинамической модели идеального газового гидрата, разрабатывается форма эмпирических зависимостей для давления p_m^0 на основе упрощения формально более строгих термодинамических методик и затем подбираются по экспериментальным данным коэффициенты в получаемых термодинамически обоснованных формулах. При этом используются наиболее достоверные экспериментальные данные.

Алгоритм определения равновесных условий гидратообразования для многокомпонентной газовой смеси Отрадненского месторождения: $CH_4 - 83.15$, $C_2H_6 - 4.16$, $C_3H_8 - 1.48$, $i-C_4H_{10} - 0.17$, $n-C_4H_{10} - 0.50$, $i-C_5H_{12} - 0.12$, $n-C_5H_{12} - 0.17$, $C_6H_{14} - 0.17$, $C_7H_{16+} - 0.28$, $CO_2 - 0.07$, $N_2 - 9.50$, $He - 0.21$, $H_2 - 0.02$ состоит в следующем:

Рассчитывается давление гидратообразования p_m^0 (в МПа) при температуре $T_0 = 273,15$ К по уравнению, которое для гидратов кубической структуры II имеет вид:

$$\left[1 + p_m^0 (2,5y_{CH_4} + 1,4y_{CO_2} + 0,67y_{N_2} + 46,1y_{H_2S}) \right]^2 = \frac{1}{p_m^0 \left(\frac{y_{CH_4}}{231} + \frac{y_{C_2H_6}}{2,3} + \frac{y_{C_3H_8}}{0,176} + \frac{y_{i-C_4H_{10}}}{0,113} + \frac{y_{n-C_4H_{10}}}{1,6} + \frac{y_{CO_2}}{26,3} + \frac{y_{N_2}}{2323} + \frac{y_{H_2S}}{10,47} \right)},$$

где y – мольная доля i -го компонента газовой смеси

$$\left[1 + p_m^0 (2,5 \cdot 83,15 + 1,4 \cdot 0,07 + 0,67 \cdot 9,50) \right]^2 = \frac{1}{p_m^0 \left(\frac{83,15}{231} + \frac{4,16}{2,3} + \frac{1,48}{0,176} + \frac{0,17}{0,113} + \frac{0,50}{1,6} + \frac{0,07}{26,3} + \frac{9,50}{2323} \right)},$$

$$p_m^0 = 0,917 \text{ МПа} = 9,353 \text{ ат}$$

Методом термодинамического подобия определяется равновесное давление гидратообразования p_m при температуре $T > 273,15$ К, используя условия гидратообразования для эталонной газовой смеси. Предполагается, что если исследуемая и эталонная газовые смеси близки по составу (по гидратообразующим компонентам), то их равновесные кривые гидратообразования практически эквидистантны. В этом случае давление гидратообразования p_m для заданной температуры T можно определить из соотношения:

$$\frac{p_m}{p_e} \approx \frac{p_m^0}{p_e^0} \quad \text{или} \quad \frac{p_m z}{p_e z_e} \approx \frac{p_m^0 z^0}{p_e^0 z_e^0},$$

где z – коэффициент сжимаемости газовой смеси; верхний индекс «0» соответствует температуре $T_0 = 273,15$ К, а нижние индексы « m » и « e » соответствуют исследуемой и эталонной газовой смеси. Наиболее подходящей является эталонная кривая гидратообразования с близкими значениями коэффициента сжимаемости и с близкой суммой молярных долей в газе наиболее гидратообразующих компонентов – пропана, изобутана и сероводорода.

В.А. Истоминым [1] для определения условий гидратообразования при температуре $T > 273,15$ К предложен набор эталонных кривых гидратообразования, записанных в форме:

$$\ln p = -\frac{A}{T} + B \quad \text{или} \quad \ln pz = -\frac{A_1}{T} + B_1,$$

где A, B, A_1, B_1 – параметры, зависящие от состава.

С учетом этих зависимостей искомое давление p_m при температуре $T > T_0$ находится по уравнению:

$$p_m = p_m^0 \exp \left(A \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad \text{или} \quad p_m = p_m^0 \frac{z^0}{z} \exp \left(A_1 \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right).$$

При температуре $T = 278,15$ К давление гидратообразования будет равно:

$$p_m = 9,353 \frac{0,97}{0,954} \exp \left(982458 \left(\frac{1}{273,15} - \frac{1}{278,15} \right) \right) = 18,147 \text{ ат}$$

Для расчета коэффициента сжимаемости газовой смеси можно использовать соотношение Латонова-Гуревича или соотношение Бергло.

В результате расчета по данной методике была построена кривая равновесных условий гидратообразования (Рис. 1). Равновесная кривая, вычисленная по уравнению Латонова - Гуревича, была пересчитана для учета засоленности пластовой воды по методике предложенной В.А. Истоминым и В.Г. Квоном [1]. Пластовые условия Отрадненского месторождения ($p_{пл} = 192 \text{ ат}$, $T_{пл} = 13,2^\circ \text{C}$) соответствуют условиям гидратообразования в призабойной зоне. Однако, наличие засоленных пластовых вод, вероятно, способствует тому, что гидратонасыщенность призабойной зоны будет незначительной.

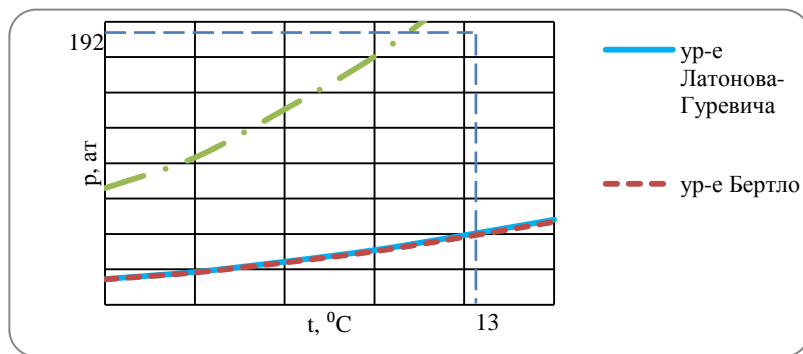


Рис.1 Кривая равновесных условий гидратообразования для Отрадинского газоконденсатного месторождения

В процессе разработки газоконденсатного месторождения изменяется фазовое состояние пластовых смесей. Вследствие этого состав добываемого газа непрерывно меняется – уменьшается количество тяжелых углеводородов (Таблица) Из полученной кривой равновесных условий гидратообразования можно сделать вывод, что давление образования гидратов в процессе разработки уменьшается (Рис. 2).

Таблица

Изменение состава газа в процессе разработки

Компонент	Состав пластового газа,	
	% моль	
CH ₄	83,15	84,6371
C ₂ H ₆	4,16	4,2
CO ₂	0,07	0,07
C ₃ H ₈	1,48	1,3
iC ₄ H ₁₀	0,17	0,04
nC ₄ H ₁₀	0,50	0,009
iC ₅ H ₁₂	0,12	0,005
nC ₅ H ₁₂	0,17	0,005
ΣC ₆ H ₁₄	0,17	0,003
C ₇ H ₁₆₊ высш.	0,28	0,0009
N ₂	9,50	9,5
HE	0,21	0,21
H ₂	0,02	0,02
H ₂ S	-	-
Всего	100,00	100,00

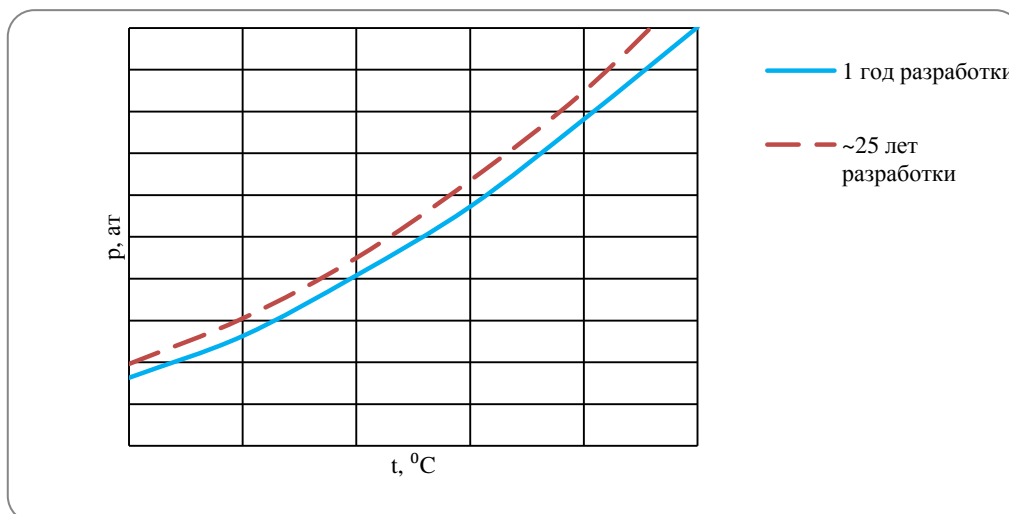


Рис.2 Кривая равновесных условий гидратообразования для Отрадинского газоконденсатного месторождения с учетом изменения состава газа в процессе разработки

С помощью разработанного алгоритма можно также определить, насколько изменяются равновесные параметры гидратообразования в присутствии ингибитора. В качестве аналитической зависимости для снижения температуры начала гидратообразования в присутствии водометанольного раствора использована термодинамически обоснованная зависимость вида [1]

$$\Delta T = -A \ln\left(\frac{100-X}{100-0.4378X}\right),$$

где X – концентрация метанола в водном растворе, масс.%, A – эмпирический подгоночный коэффициент, зависящий от давления и состава газа. Для природных газов газоконденсатных месторождений Севера России, т.е. для газов, образующих гидраты кубической структуры II, рекомендуется следующая зависимость

$$A = 81 - 0.33X + 0.01X(p - 7.5)$$

По полученным результатам были построены кривые гидратообразования с учетом присутствия водометанольного раствора с разными концентрациями (Рис.3). В пластовых условиях Отрадинского месторождения гидраты не будут образовываться при концентрации метанола в водном растворе 30% масс.

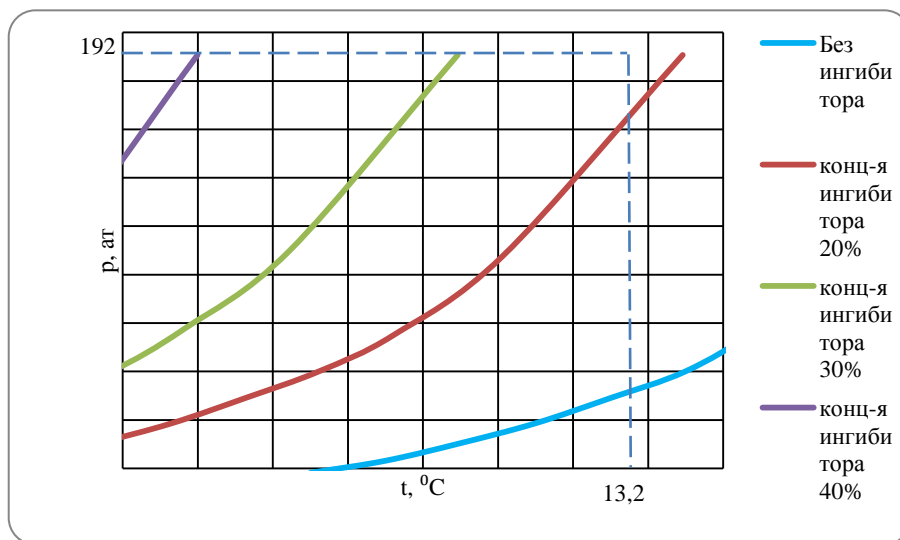


Рис.2 Кривая равновесных условий гидратообразования для Отрадинского газоконденсатного месторождения с учетом присутствия водометанольного раствора

Литература

1. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 508 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ЗАЛЕЖИ №31 БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Р.Ф. Вафин, Р.А. Хасанова, Е.Т. Куклина

Научный руководитель старший преподаватель Р.Ф. Вафин
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

При существующих ценах и уровне рентабельности добычи нефти в старых нефтедобывающих регионах основными источниками углеводородного сырья остаются уже разрабатываемые объекты, в большинстве своем вступившие в позднюю стадию разработки, таких как Ромашкинское нефтяное месторождение Республики Татарстан.

В процессе закачивания, ремонта и эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин происходит ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта, что приводит к отключению нефтенасыщенных пропластков с пониженной проницаемостью, снижению продуктивности (приемистости) скважин, а также увеличению обводненности добываемой продукции и консервации активных геологических запасов нефти. Эти процессы крайне отрицательно влияют на текущую и конечную нефтеотдачу.

В этих условиях значительным резервом увеличения производительности скважин и нефтеотдачи пласта является применение высокоэффективных третичных методов добычи [4]. Залежь № 31 расположена в северной части Ромашкинского месторождения, в пределах Чишминской, Сармановской и Ташляирской

площадей разработки. Основным эксплуатационным объектом залежи по запасам и уровням добычи нефти являются сложнопостроенные терригенные отложения бобриковского горизонта каменноугольной системы.

Продуктивные бобриковские отложения характеризуются высокой неоднородностью по разрезу и площади, резкой фациальной изменчивостью, размывом отдельных пачек, различным числом и сочетанием песчано-алевритовых пластов. Покрышкой отложений являются непроницаемые породы тульского горизонта толщиной 8-10м., представленные темно-серыми, глинистыми, окремнелыми, иногда органогенными известняками с прослоями известковистых аргиллитов. В подошве залегают аргиллиты косьвинского горизонта толщиной 2 – 6м. и известняки турнейского яруса. Отложения бобриковского горизонта в пределах залежи представлены четырьмя продуктивными пластами.

Нижний Пласт-1 залегают на аргиллитах елховского горизонта. На большей части площади залежи (72,4%) он замещен глинистыми породами. Встречающиеся песчаные тела пласта имеют линзовидную форму залегания. В большинстве разрезов (66% площади распространения) пласт сливается с вышележащим Пластом-2.

Песчаные тела Пласта-2 имеют полоосообразную, линзовидную и площадную форму залегания, занимают 50% площади всей залежи, имеет хорошую гидродинамическую связь с ниже- и вышележащими пластами за счет слияния соответственно 30% и 49% случаев своего присутствия.

Пласт-3 формировался в прибрежно-континентальных условиях позднеэрадаевского и континентальных условиях бобриковского времени. Форма залегания песчаных тел площадная, полоосообразная, реже линзовидная. В пределах всей рассматриваемой территории пласт сливается с выше- и нижележащими пластами, соответственно, в 22 % и 63 % случаев своего присутствия.

Пласт-4 формировался в условиях морской трансгрессии в тульское время, что обусловило его повсеместное развитие. Чаще всего коллектор замещен глинистыми алевролитами, аргиллитами или сильно глинистыми известняками. В целом по залежи №31 песчаные тела пласта-4 сливаются с нижележащим коллектором в 56 %.

Общая толщина бобриковского горизонта составляет в среднем 31,8 м., при интервале изменения от 7,6 м. до 52,8 м (во «врезных» зонах).

На сегодняшний день залежь бобриковского горизонта находится на 4 стадии разработки, характеризующейся высокой выработкой извлекаемых запасов (86%), низкими дебитами скважин по нефти (3,5 т/сут.). Основной проблемой разработки залежи является высокая обводненность добываемой продукции, более 90%, в связи с чем на эксплуатационном объекте широко применяются технологии водоограничения и водоизоляции, одной из таких технологий является технология, предназначенная для улучшения показателей работы добывающих скважин с неоднородными коллекторами и основана на способности реагента при взаимодействии с минерализованной водой образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой и блокировать промытые высокопроницаемые зоны (селективная изоляция).

Таблица

Результативность применения водоизоляционной технологии по данным дополнительной добычи нефти

№	Номер скважины	Показатель эффективности	Дебит нефти, т/сут.	% воды	Дополнительная добыча нефти, тонны		
					За месяц	С начала года	С начала мероприятия
1	2458	Отрицательный эффект	0.7	99.2	5	19	19
2	3569	Положительный эффект	1.1	90.3	32	142	142
3	6821	Положительный эффект	3.1	88.6	72	301	1406
4	1654	Положительный эффект	0.8	97.6	22	285	1707
5	6582	Положительный эффект	2.9	85.3	87	186	1636
6	6679	Отрицательный эффект	0.8	99.2	1	10	281
7	6612	Положительный эффект	3.1	81.2	64	268	4708
8	6695	Положительный эффект	9.6	45.6	289	1183	1805
9	6687	Отрицательный эффект	0.8	96.9	0	0	0
10	6782	Положительный эффект	0.6	94.4	3	54	1320
11	6733	Положительный эффект	0.6	94.4	3	54	1320

Технология эффективна на терригенных и карбонатных коллекторах с обводненностью добываемой продукции более 90 %, с плотностью добываемых вод 1015 – 1185 кг/м³. Предпочтительны для обработок добывающие скважины второго/третьего ряда или расположенные вблизи от нагнетательных скважин с объемами закачки не более 50 м³/сут. Недопустима закачка высоковязких систем за 1-3 месяца перед обработкой скважины реагентом во избежание снижения эффективности действия [1].

Для анализа эффективности применения водоизоляционной технологии были подобраны скважины, работающие на нефтяную залежь бобринского горизонта. В анализе учувствовали скважины, на которых с 2007 по 2011 год проводились водоизоляционные работы. Для определения технологической эффективности применения водоизоляционных технологий можно использовать несколько методов. В данной работе расчеты проводились по характеристике вытеснения по методике Б.Ф. Сазонова, основанной на определении добычи нефти за счет применения метода увеличения нефтеотдачи по характеристике вытеснения в координатах «накопленная добыча нефти/логарифм накопленной добычи жидкости (воды)» [2,3]. Ниже в таблице приведена результативность применения технологии по величине дополнительной добычи нефти.

Из данных, представленных в таблице следует, что водоизоляционная технология на залежи №31 бобринского горизонта Ромашкинского месторождения показала положительный эффект в 6 скважинах, в 5 скважинах наблюдается отрицательный эффект. Отрицательный эффект водоизоляционной технологии связан со сложным геологическим строением залежи, представленным четырьмя продуктивными пластами неоднородными по проницаемости.

Литература

1. Инструкция по применению технологии ограничения водопритоков в добывающих скважинах и увеличению их продуктивности. – Казань, ОАО «НИИнефтепромхим», 2002. – С.15 – 18.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2005. – 687 с.
3. Муслимов Р.Х. Методическое пособие по проектированию и оценке технико-экономической эффективности методов повышения нефтеотдачи. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2010. – 144 с.
4. Сворцов А.П., Салихов И.М., Султанов А.С. Обобщение и перспективы внедрения технологий повышения нефтеотдачи пластов в НГДУ «Джалильнефть»//Нефтепромысловое дело. – Уфа, 2000. – №11. – С.45 – 54.

ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ П.В. Волков

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г. Карпова
Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поддержание пластового давления - это процесс естественного или искусственного поддержания давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной или запроецированной величине для увеличения уровня извлечения нефти и более высокой скорости ее добычи. В результате нагнетания воды в пласты-коллекторы при законтурном или приконтурном, и внутриконтурном заводнении во время разработки нефтяных залежей, происходит поддержание пластового давления за счет естественного активного водонапорного или упруго-водонапорного режима.

Способы поддержания пластового давления выбирают исходя из экономических показателей разработки и геологических условий. Для больших площадей нефтяных залежей более эффективным и экономичным методом поддержания пластового давления является способ внутриконтурного заводнения. Для повышения вытесняющих свойств в нефтяной залежи, при поддержании пластового давления, пускают воду или водогазовую смесь без добавок или с ними. Для расчета процесса нагнетания используют схему расположения нагнетательных скважин, приёмистость нагнетательных скважин, их число и давление, а также общий объем закачки. Схема расположения нагнетательных скважин, выбирается таким образом, чтобы возникла оптимальная связь между зонами нагнетания и отбора, а также равномерное вытеснение нефти водой. [1]

Краткая геологическая характеристика

Основными нефтегазоносными комплексами в разрезе Приобского месторождения являются отложения неокомского нефте-газового комплекса (НГК), в частности, серия пластов АС7 – АС12. Перспективными считаются отложения тюменской свиты – среднеюрский НГК (пласты ЮС2, ЮС3) и баженовской свиты – верхнеюрский НГК (пласт Ю0) из которых получены небольшие притоки нефти или вынесен нефтеносный керн.

Особенность данного месторождения в том, что его пласты – коллекторы (АС10, АС11 и АС 12) имеют аномально низкую проницаемость – 4,2 мД, 12,8 мД и 2,5 мД соответственно. Для того, чтобы нагнетающие скважины имели хорошую приёмистость, необходимо, чтобы реагент закачивался через них в пласт высоким давлением, а именно около 200 атм. Но некоторые кусты располагаются далеко от станций третьего повышения давления. Например куст №120 (Рис. 1) . Учитывая все потери давления, конечное его значение составляет всего 122 атм. При таких значениях давления у нагнетательных скважин эксплуатация куста является экономически невыгодной. Для того, чтобы повысить давление до необходимого значения (200атм) перед кустом была установлена горизонтальная насосная установка (ГНУ) [4].

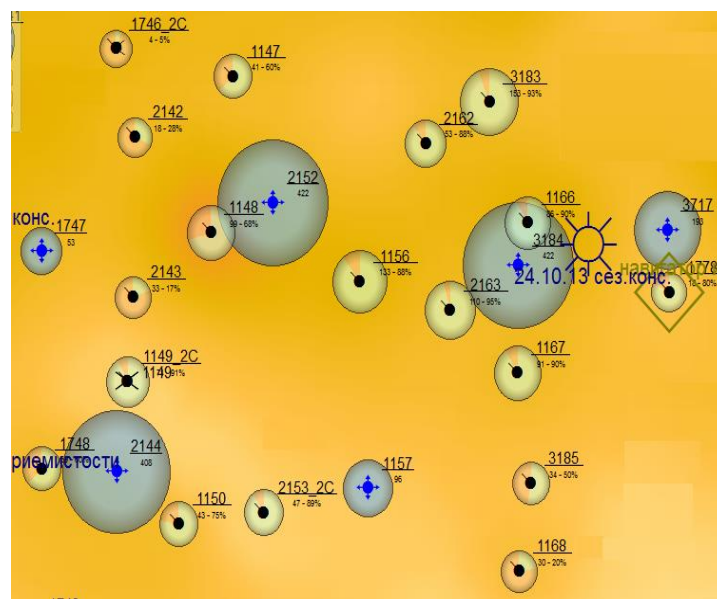


Рис. 1 Расположение скважин на кусте №120

Горизонтальная насосная установка

Горизонтальная насосная установка в мобильном исполнении (Рис. 2, табл. 1) предназначена для:

- нагнетания воды в скважину с целью поддержания пластового давления;
- управления и контроля технологическими процессами.

Климатические условия района, где располагается установка ГНУ: до минус 47 С0 [2].



Рис. 2 Внешний вид горизонтальной насосной установки

Таблица 1

Техническая характеристика ГНУ

Наименование	Обозначение
Количество механических примесей (не более), мг/л	200
Максимальная размер механических примесей, мкм	200
Содержание сероводорода (не более), мг/л	0
Тип уплотнения вала ротора	торцевое
Диапазон производительности, м3/сут	1200
Максимальное давление нагнетания, МПа (кгс/см2)	16,3 (163)...23,0 (230)
Диапазон давлений на входе в станцию, МПа (кгс/см2)	7(70)...16,0(160)

Горизонтальная насосная установка располагается внутри низкорамного прицепа (Рис. 3)

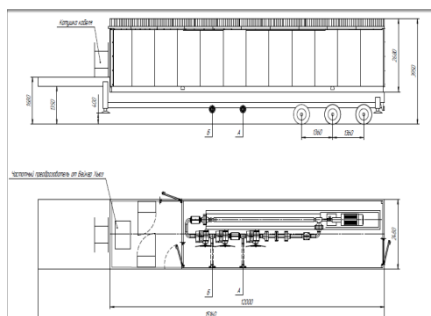


Рис. 3 Общий вид автомобильного низкорамного прицепа для установки ГНУ
А – непосредственный вход воды (условный диаметр 100мм, рабочее давление 7-16 МПа, **Б** – непосредственный выход воды из установки ГНУ (условный диаметр 100мм, рабочее давление 16,3-25 МПа)

Состав закачиваемого реагента. Сводная таблица рабочих параметров (Табл. 2).

Реагент, который закачивается в пласт через скважины ППД состоит из:

Пресной воды – 50%;

Сенамана – 10%;

Подтоварной воды – 40%. [4]

Таблица 2

Технический режим нагнетательных скважин на кусте №120 на январь 2014 года

Куст	Скважина	Р у., атм.	Р заб., атм.	Приемистость, м3/сут	Рк, м	Р пл., атм.
120	1157	190	420	109	250	278
120	2144	190	471	628	250	252
120	2152	190	412	431	250	288
120	3184	190	480	498	250	285

ГНУ обоснование экономической эффективности на Приобском месторождении

Приобское месторождение, куст 120.

Для организации закачки на куст 120, необходимо будет открыть скважины ППД 2144, 1157, 3169, 2757.

(закрыты по причине низкой приемистости).

Рабочие параметры до установки ГНУ на куст:

Wприем.=520 м3/сут; Русл. = 120 атм

Рабочие параметры после установки ГНУ на куст:

Wприем.=1000-1200 м3/сут; Русл. = 190 атм

Прирост добычи жидкости: 150 м3/сут

Прирост добычи нефти: 30 м3/сут

По представленным параметрам подобрана следующая ГНУ 725 Серия НС 10000 28 ступ. 7,6 метров.

Расход 1200 м3/сут (50 м3/час) на 52,2 Гц

Развиваемое давление 70 атм (max. 94 атм)

КПД насоса 72,48%

Давление на приеме: 120 атм (от 70 до 160 атм)

В составе установки отсутствуют: кривошипно-коленные механизмы, мультипликаторы, редукторы, случаи несвоевременного технического обслуживания сводятся к минимуму.

Дросселирование потока на блоке гребенок и, соответственно, потери при дросселировании исключаются как факт. Режимы работы изменяются частотным регулированием, соответственно, расход энергии зависит от текущего режима работы горизонтальной установки[3].

Результат данного исследования показал, что горизонтальная насосная установка является эффективным устройством как с экономической так и с технической точки зрения, так как проста в установке и ремонте, не требует больших вложений и территорий под застройку, а также дает необходимые параметры для нагнетания реагента в скважины поддержания пластового давления.

Литература

1. Мохов М.А. Нефтегазовая микроэнциклопедия. – РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 125 с.
2. Техническое описание горизонтальной насосной установки №33 06 068/12 от 10.04.2013 г. (Заказчик ООО «РН-Юганскнефтегаз»)
3. Отчет по обоснованию экономической эффективности горизонтальной насосной установки ЦДНГ-12, Приобское месторождение, «РН-Юганскнефтегаз»
4. Отчет геологического отдела ЦДНГ-12 Приобское месторождения по состоянию разработки месторождения от 24.01.2014г.

**МЕТОДЫ АНАЛИЗА ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ АППАРАТА
МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ И СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРОГРАММНЫХ
ПРОДУКТОВ**
Бу Тхуй Нган²

Научные руководители В.С. Котежеков¹, профессор А.Т. Росляк²

¹ООО «СИАМ-Инжиниринг», г. Томск, Россия

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

Проблема анализа взаимовлияния скважин, т.е. оценки гидродинамической связи между скважинами стала одной из актуальных проблем нефтяной промышленности. Анализ проводился методами гидропрослушивания и трассерными исследованиями. В технологическом отношении эти методы имеют ряд преимуществ: возможность более обоснованно производить процедуры долгосрочного прогнозирования и установить конкретнее наличие связи между скважинами с использованием реальных данных, получить максимально полную информацию о пласте и скважин. Однако, проведение трассерных исследований и гидропрослушивания сопряжено с высокими затратами, связанными с затратами на проведения исследований и остановки скважин. Поэтому возникает необходимость в разработке альтернативного подхода, который позволяет провести анализ взаимовлияния без существенных экономических затрат. В настоящее время для анализа взаимовлияния скважин проводят два альтернативных методов, которые в настоящее время имеют наибольшее распространение в мировой практике:

Корреляционный анализ связан с поиском зависимостей между поведением двух объектов. Результатом анализа является значение рассчитанного коэффициента, указывающее на наличие или отсутствие некой зависимости. Корреляционный анализ успешно применяется в самых различных областях науки: физике, химии, экономике, психологии и др. В нефтегазовом деле данные подходы также применяются для решения различных задач. Наиболее распространенный подход связан с использованием рангового коэффициента Спирмена [2, 3] для выявления гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Однако в ходе выполнения работ помимо рангового коэффициента корреляции Спирмена были проанализированы ранговый коэффициент корреляции Кендалла и общий вид корреляционного отношения.

Расчет коэффициентов корреляции

Степень зависимости двух величин (параметров) Скви1 и Скви2 может быть описана на основе анализа полученного значения коэффициента Спирмена, которое в общем случае варьируется в интервале от -1 (обратная зависимость) до 1 (прямая зависимость). Нулевое значение коэффициента показывает, что параметры независимы.

Сначала для каждого значения параметра Скви1 определяются ранги. Ранги назначаются в естественном порядке возрастания значений (i=1, 2, 3 ...), т.е. наименьшему значению параметра Скви1 соответствует ранг, равный 1, наибольшему – максимальный ранг. Аналогичные действия производятся с параметром Скви2. Количество значений параметра Скви1 должно быть равным числу значений параметра Скви2. Ниже представлен пример таблицы для расчета коэффициента Спирмена:

Таблица 1

№ случая	Дебит Скви1	Приемистость Скви2	Ранги для дебита	Ранги для приемистости
1	100	500	10	10
2	95	350	9	5
3	13	200	1	1
4	46	250	2	2
5	50	290	3	3
6	58	340	4	4
7	70	400	7	7
8	75	460	8	8
9	64	470	6	9
10	60	380	5	6

Далее для каждого случая рассчитывается разность рангов d и вычисляется коэффициент Спирмена:

$$R_s = 1 - \frac{6 \cdot \sum d}{n \cdot (n-1)}, \quad (1.1)$$

где n – количество случаев.

Эта формула применима для случаев, когда в выборке не встречаются одинаковые значения одного или другого параметра. В иных случаях применяется более сложная формула, которая учитывает повторяющиеся значения со связанными рангами:

$$R_s = \frac{\frac{1}{6} \cdot n(n^2 - 1) - \sum d - T(X) - T(Y)}{\sqrt{(\frac{1}{6} \cdot n(n^2 - 1) - 2T(X)) \cdot (\frac{1}{6} \cdot n(n^2 - 1) - 2T(Y))}}, \quad (1.2)$$

$$T(X) = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{M_x} (N_x^3 - N_x)$$

$$T(Y) = \frac{1}{12} \sum_1^{M_Y} (N_Y^3 - N_Y)$$

M_X, M_Y – количество групп одинаковых значений параметров объектов X и Y ;
 N_X, N_Y – количество одинаковых элементов в соответствующей группе.

Для оценки корреляционной зависимости можно также использовать другие коэффициенты: ранговый коэффициент Кендалла (1.3), а также корреляционное отношение (1.4). Заметим, что корреляционное отношение вида (1.4) не обременено никакими дополнительными допущениями относительно общего вида регрессионной зависимости [1], т.е. позволяет учитывать, в том числе, нелинейные виды зависимостей.

$$R_k = \frac{\sum P - \sum I}{\sqrt{(n(n-1)/2 - U_x) \cdot (n(n-1)/2 - U_y)}}, \quad (1.3)$$

$$U_x = \frac{1}{2} \sum_1^{M_X} (N_X^2 - N_X),$$

$$U_y = \frac{1}{2} \sum_1^{M_Y} (N_Y^2 - N_Y)$$

P – количество проверсий,
 I – количество инверсий.

$$R_{XY}^2 = \frac{S_{y(x)}^2}{S_y^2}, \quad (1.4)$$

$$S_{y(x)}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^k m_i (\bar{y}_i - \bar{y})^2,$$

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^k m_i \bar{y}_i, \quad \bar{y}_i = \frac{1}{m_i} \sum_{j=1}^{m_i} y_{ij},$$

$$S_y^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{m_i} (y_{ij} - \bar{y})^2$$

k – число интервалов группирования;

m_i ($i=1, 2, \dots, k$) – число выборочных точек, попавших в i -й интервал группирования.

На практике существует ряд факторов, которые могут снизить эффективность расчета ранговых коэффициентов корреляции. Другими словами, несмотря на малые значения рассчитанных коэффициентов корреляции, фактическая зависимость дебита добывающей скважины от приемистости соседней нагнетательной скважины все-таки может существовать. Факторов может быть несколько:

Погрешность измеряемых параметров.

Изменение пластового давления и ФЕС пласта.

Нейросетевой анализ.

Основной технологией, используемой мною для решения задач обработки и анализа данных, распознавания изображений, классификации и прогнозирования являются искусственные нейронные сети.

Нейросети получили широкое практическое распространение за последние 25 лет. Они позволяют решать широкий круг сложных задач обработки данных, часто значительно превосходя точность других методов статистики и искусственного интеллекта, либо являясь единственно возможным методом решения отдельных задач.

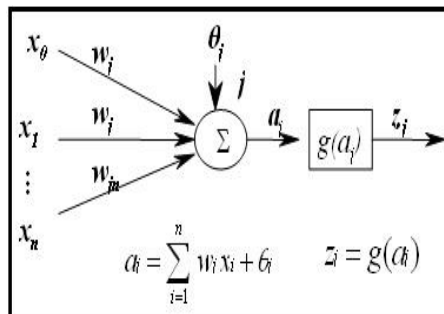


Рис.1 Общая структура нейронной сети

Возможности нейронных сетей:

- + можно различными способами комбинировать элементы нейросети (нейроны и связи между ними);
- + быстрые алгоритмы обучения нейронных сетей;
- + возможность работы при наличии большого числа неинформативных, шумовых входных сигналов;
- + возможность работы со коррелированными независимыми переменными, с разнотипной информацией (измеренной в непрерывнозначных, дискретнозначных, номинальных, булевых шкалах).

- +нейронная сеть, одновременно, может решать несколько задач на едином наборе входных сигналов.
 - +алгоритмы обучения накладывают достаточно мало требований на структуру нейронной сети и свойства нейронов.
 - +нейросеть может обучиться решению задачи, которую человек-эксперт решает недостаточно точно (или для которой вообще отсутствует эксперт). Обученная сеть может быть представлена в виде явного алгоритма решения задачи, например, в виде набора правил "если ..., то ...", и изучение этого алгоритма может позволить человеку получить новые знания.
 - +синтезированная (обученная) нейросеть обладает устойчивостью к отказам отдельных элементов (нейронов) и линий передачи информации в ней.
- Преимущества нейронных сетей перед несколькими классическими методами статистики.
- + эффективно строить нелинейные зависимости.
 - + эффективнее сжимать данные за счет построения нелинейных отображений и визуализировать данные в пространстве меньшего числа нелинейных главных компонент.
- Необходимость решения прямой и обратной задач обычно требует построения двух моделей. При использовании же нейронных сетей можно обойтись одной сетью, обученной решать прямую задачу (см. мою статью).

Литература

1. Айвазян С.А., Енюков И.С., Мешалкин Л.Д. Прикладная статистика. Исследование зависимостей. // Москва. Финансы и статистика. – М., 1985.
2. Belkis T. Refunjol, Larry W. Lake. Reservoir Characterization Based on Tracer Response and Rank Analysis of Production and Injection Rates. // Forth International Reservoir Characterization Technical Conference – Houston, Texas, March 2-4, 1997.ы
3. Kes J. Heffer, Richard J. Fox, Colin A. McGill, Nick C. Koutsabeloulis. Novel Techniques Show Links between Reservoir Flow Directionality, Earth Stress, Fault Structure and Geomechanical Changes in Mature Waterfloods. // SPE, 1997 - №30711-PA.
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: М71 ФГУП. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
5. [Электронный ресурс] URL: <http://neuropro.ru/nyieu5.shtml>, дата обращения 24.03.2014.

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К.С. Гаврилов

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача определения параметров газовых и газоконденсатных пластов по результатам нестационарных гидродинамических исследований скважины и предлагается метод ее решения с использованием технологии адаптивной интерпретации. Приводятся примеры интерпретации кривых восстановления давления скважин газоконденсатного месторождения Тюменской области.

Введение. Особенностью кривых восстановления давления (КВД) полученных в результате заранее спланированных гидродинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений (см. рис.1) является достаточно быстрый в пределах одного часа процесс восстановления забойного давления и далее медленный рост забойного давления до пластового в пределах от 30 минут до 20 – 50 часов. Причем большая часть КВД однородно- пористого пласта представляет линейную зависимость квадрата забойного давления от логарифма времени. На способе выделения прямолинейного участка КВД с использованием при необходимости производной забойного давления основан широко используемый в нефтегазовых компаниях метод обработки результатов исследований [1]. Аналогичный метод реализован в зарубежных программах PanSystem, Saphir . Следует отметить, что недостатком традиционных методов интерпретации КВД [1-3] является их затратный характер, поскольку обработка результатов производится после завершения заранее спланированных по времени проведения исследований, что связано с простоями скважин и значительной потере газа и газоконденсата.

В настоящее время в связи с возможностью получения информации в режиме реального времени стационарными измерительными системами требуется иная технология, позволяющая определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе гидродинамических исследований, не планируя заранее время их завершения. В данной работе на основе технологии адаптивной идентификации [4,5] рассматривается метод интерпретации КВД скважин газовых и газоконденсатных месторождений позволяющий определять параметры пластов и времени завершения исследований в процессе получения данных о забойном давлении.

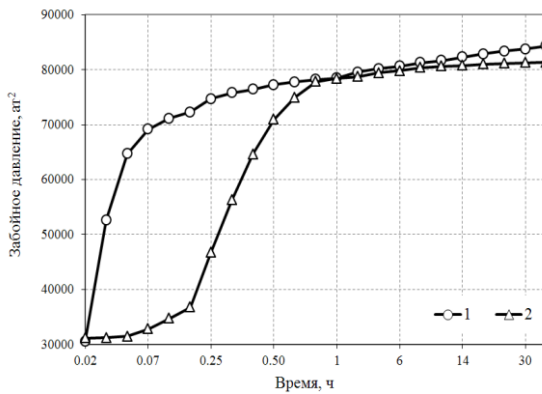


Рис. 1 Кривая восстановления давления скважин № 1046, № 1054

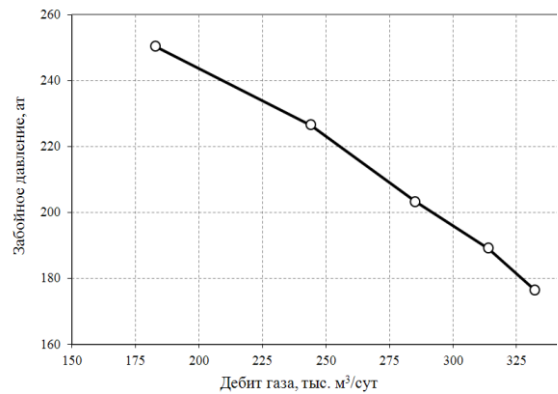


Рис. 2 Индикаторная кривая скважины № 1046

Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации КВД. Решение задачи адаптивной интерпретации КВД рассмотрим на примере определения параметров однородно- пористого нефтяного пласта представленной моделью

$$P_s^2 = \alpha_1 + \alpha_2 \lg(t), \quad \alpha_1 = P_{s0}^2 + \alpha_2 \lg\left(\frac{2,25\chi}{r_{c,np}^2}\right) + bq_0^2, \quad \chi = kP_{nl} / m\mu_{nl} \quad (1)$$

где $P_s(t), P_s(t_0) = P_{s0}$ - текущее и начальное перед остановкой скважины забойные давления; q_0 - дебит скважины в момент ее остановки t_0 ; m - пористость; h - эффективная мощность пласта; χ - коэффициент пьезопроводности; $r_{c,np}^2$ - приведенный радиус скважины; k - проницаемость пласта; P_{nl} - пластовое давление; μ_{nl} - вязкость газа в пластовых условиях; b - параметр модели индикаторной кривой

$$P_s^2 = P_{nl}^2 - aq - bq^2 \quad (2)$$

При использовании модели (1) и технологии интегрированных моделей [4,5] оценки параметров пласта - проводимости $\sigma = kh/\mu$, пьезопроводности χ , пластового давления P_{nl} в момент завершения исследований t_k рассчитываются по формулам:

$$\sigma^*(t_k, \omega^*) = \frac{42,4q_0\rho T_{nl}z}{\alpha_2^*(t_k, \omega^*)T_c}, \quad (3)$$

$$\chi^*(t_k, \omega^*) = 0,445r_c^2 \exp\left(\frac{\alpha_1^*(t_k, \omega^*) - P_{s0}^2 - b^*q_0^2}{\alpha_2^*(t_k, \omega^*)}\right), \quad (4)$$

$$P_{nl}^*(t_k, \omega^*) = \sqrt{\alpha_1^*(t_k, \omega^*) + \alpha_2^*(t_k, \omega^*) \lg(t_p)} \quad (5)$$

где $\alpha^*(t_k, \omega^*) = (\alpha_1^*(t_k, \omega^*), \alpha_2^*(t_k, \omega^*))$ - оптимальные оценки параметров модели КВД (1) и управляющих параметров $\omega^*(t_k) = (\omega_1^*(t_k), \omega_2^*(t_k), \omega_3^*(t_k))$ полученные путем решения двух оптимизационных задач:

$$\alpha^*(t_k, \omega) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha(t_k), \omega(t_k), \bar{\sigma}_k, \bar{\chi}_k, \bar{P}_{nl,k}), \quad (6)$$

$$\omega^*(t_k) = \arg \min_{\omega} J(\alpha^*(t_k, \omega), W((t_k - t_{k-1})/\gamma)) \quad (7)$$

Здесь запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); Φ - показатель качества интегрированной системы моделей КВД с учетом априорной информации о параметрах пласта $\bar{\sigma}_k, \bar{\chi}_k, \bar{P}_{nl,k}$ известных к моменту времени t_k ; J - показатель качества модели КВД (1) с использованием оценок $\alpha^*(t_k, \omega)$ и весовой функции W обеспечивающей процесс адаптивной интерпретации [3]; z - коэффициент сверхсжимаемости газа при Рпл и пластовой температуре T_{nl} ($T_c = 293K$); $\rho = 1,033$ кг/см³; τ - экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового; b^* - оценка параметра модели индикаторной кривой (2).

Момент времени завершения исследований t_k^* может быть определен по критерию стабилизации оценок $\alpha^*(t_k, \omega^*)$ [4,5]

$$|\alpha_j^*(t_{k-i}, \omega^*) - \alpha_j^*(t_k, \omega^*)| / \alpha_j^*(t_k, \omega^*) \leq \varepsilon_j, \quad j=1,2, \quad i=1,2,3, \dots \quad (\varepsilon_j - \text{заданная точность}) \quad (8)$$

где за t_k^* принимается то значение текущего времени t_k при котором выполняется неравенство.

Результаты интерпретации КВД скважин газоконденсатного месторождения. Результаты интерпретации КВД скважин № 1046 и 1054 газоконденсатного месторождения Тюменской области приведены на рис. 2,3 и в таблице.

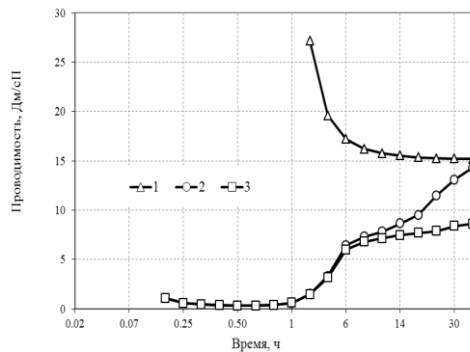


Рис. 3 Оценки проводимости пласта скважины № 1046.

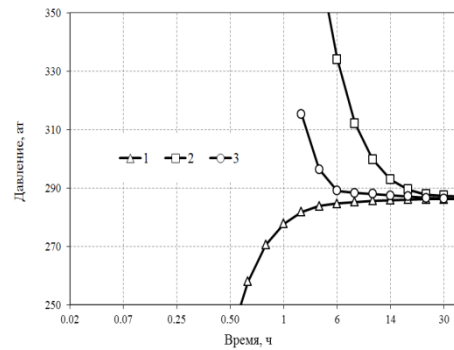


Рис. 4 Оценки пластового давления скв. № 1046.

На рис. 2,3 приведены оценки проводимости и пластового давления, полученные при интерпретации КВД скважины 1046 адаптивным методом интерпретации (3)-(8) на основе метода интегрированных моделей (АИ_ИМ) и модели КВД (1) (линия 1), адаптивным методом наилучшего совмещения (АМ_НС) - (линия 2) и адаптивным методом наилучшего совмещения с регуляризацией по А.Н. Тихонову (АМ_НСР) - (линия 3) [6]. В качестве дополнительных априорных данных в методе АИ_ИМ использовались значения $\bar{\sigma}_0 = 30 \text{ Дм/сП}$, $\bar{\chi}_0 = 4500 \text{ см}^2/\text{сек}$, $\bar{P}_{пл,0} = 300 \text{ ат}$.

В таблице приведены результаты сравнительного анализа оценок проводимости, пьезопроводности и пластового давления с использованием программного комплекса Saphir за 38 часов исследований и методов адаптивной интерпретации с учетом и без учета априорной информации за разные периоды исследований.

Из рис. 3,4 и таблицы видно, что метод адаптивной интерпретации обеспечивает получение более точных оценок фильтрационных параметров и пластового давления на коротких недовосстановленных КВД в пределах

от 6 до 14 часов исследований.

Выводы. Для определения параметров газовых и газоконденсатных пластов по результатам нестационарных гидродинамических исследований по кривой восстановления предлагается использовать метод адаптивной интерпретации позволяющий проводить обработку данных в процессе проведения исследований, определять время завершения исследований и учитывать дополнительную априорную информацию.

Таблица

Результаты интерпретации скважины 1046

Методы	Время исследований, ч	Проводимость, м/сП	Пьезопроводность, см ² /сек	Пластовое давление, ат
Saphir	38	10,9	2280	282,2
АИ_ИМ	6	17,2	2588	284,4
	14	15,8	2352	285,8
	30	15,2	2305	286,2
	38	15,2	2305	286,2
АИ_НС	6	6,5	989	289,1
	14	8,6	1316	287,5
	30	13,1	1745	286,4
	38	14,3	2166	286,2
АИ_НСР	6	6,0	921	289,7
	14	7,5	1141	288,1
	30	8,4	1273	287,4
	38	8,6	1309	287,2

На примере гидродинамических исследований скважины газоконденсатного месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации на коротких недовосстановленных КВД обеспечивает получение более точных оценок проводимости пласта, пьезопроводности и пластового давления, позволяет значительно сократить время простоя скважины по сравнению с традиционным методом наилучшего совмещения и метода интерпретации реализованного в программе Saphir.

Литература

1. Гриценко А.И. Алиев З.С. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // SPE. – 1984. – № 12777, 293 – 302 p.
4. Сергеев В.Л., Анисанов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50 – 52.
5. 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.
6. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 392 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НАНОТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Г.Т. Гараев

Научный руководитель профессор Зятиков П.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нанотехнология вошла в нефтегазовую промышленность не так давно, но многие ее приложения уже стали неотделимой частью многих, традиционных технологических процессов. Предположим, использование nano-структурированных цеолитов позволило на 40% повысить выход бензиновых фракций по сравнению с применением обычных катализаторов. В области разработки месторождений и бурения известны лишь исключительные примеры использования нанотехнологий, допустим, использование оборудования, изготовленного из нового поколения nano-материалов. Буровые долота, трубы нефтяного сортамента, элементы оборудования промыслов необходимы противостоять колоссальным нагрузкам, следовательно потребность нефтегазовой промышленности в прочных и долговечных материалах крайне высока. Использование материалов с заданной nano-структурой допускает делать более легкое, долговечное и прочное оборудование. Нанотехнология, может помочь в разработке новых способов измерений. Миниатюрные по размерам датчики можно разместить на любом оборудовании, включая и в подземном. Тем самым, можно быстро повысить количество и качество информации о продуктивном пласте. Наиболее известная область применения нанотехнологии в нефтегазовой промышленности - это создание «умных» технологических жидкостей, или жидкостей с запрограммированными свойствами. Они находят применение в процессах интенсификации добычи, повышения нефтеотдачи пласта и при бурении скважин. К таким жидкостям относятся растворы ПАВ и полимеров, микроэмульсии, гели, а также бижидкостные пены (афроны). Еще одна растущая область промышленности занимается исследованием и применением «наножидкостей». Наножидкости – это технологические растворы с добавлением небольшого количества нанодисперсии твердых частиц для улучшения тех или иных свойств. Наножидкости можно создавать таким образом, чтобы они были совместимы с флюидами и горными породами продуктивного пласта и в то же время не представляли опасности для окружающей среды. Некоторые из них уже находят применение, и в скором времени они решат ряд острых проблем, возникающих при бурении, закачивании и эксплуатации скважин.

Одним из важных и перспективных направлений применения нанотехнологий в нефтяной промышленности является создание миниатюрных устройств, оснащенных микропроцессорами и способных выполнять операции с объектами нанометровых масштабов, называемых «нанороботами». Например, они могут использоваться для сверхточного каротажа скважин.

Важнейшим направлением применения нанотехнологий является разработка новых и повышение эффективности существующих химических реагентов. К подобным реагентам, например, относятся так называемые «умные» технологические жидкости для процессов бурения и повышения нефтеотдачи. Для их характеристики иногда используют термин «наножидкость» (если коллоидные частицы представляют собой твердую фазу). Например, разработаны технологические растворы, содержащие коллоидные частицы геля, которые при бурении, закачивании и глушении скважин препятствуют поглощению раствора пластом. В результате снижаются потери технологических жидкостей при закачивании и ремонте скважин.

Существующие производственные технологии добычи, транспорта и хранения могут стать «нанотехнологиями», если они будут оптимизированы или спроектированы заново с учетом комплексных диаграмм фазового состояния природных нанокolloидов нефти. Это позволит если не улучшить, то, по меньшей мере, предотвратить ухудшение качества добываемого сырья.

Исследования, проводившиеся на протяжении последних лет, показали что нефть с полным правом можно относить к наноматериалам, так как они содержат природные нанообъекты (нанофазы), эволюция которых описывается универсальными закономерностями (фазовыми диаграммами). Это делает возможным

применение к нефти нанотехнологий молекулярной самоорганизации, основанных на подходах супрамолекулярной химии. Подобные подходы не предполагают насильственного внедрения в нефть «чужеродных» наноконпонентов (и, тем самым, не создают проблем экологии окружающей среды), а основаны на управлении структурой фаз нанобъектов путем «мягких» целенаправленных изменений внешних условий и состава среды. К природным нанобъектам нефтегазового сырья можно отнести:

- 1) Нанюглерод (фуллерены, нанотрубки, графены, диамондоиды).
- 2) Ассоциативные нанокolloиды (асфальтены, смолы, нафтеновые кислоты, нафтены).
- 3) Кристаллизующиеся нанокolloиды (парафины, гидраты, неорганические соли).
- 4) Нанокolloиды механических примесей.
- 5) Объекты естественной нанодисперсности жидкого состояния вещества.

С точки зрения супрамолекулярных нанотехнологий нефти основной интерес представляют ассоциативные нанокolloиды асфальтенов, структурные фазовые превращения которых оказывают наиболее сильное влияние на макроскопические, эксплуатационно-значимые свойства добываемого сырья.

В настоящее время, в связи с трудоемкостью исследований, пока отсутствуют надежные сведения о поведении нанофаз нефти при пластовых давлениях. Однако, имеющиеся результаты лабораторного изучения добытой нефти и их фракций (при атмосферном давлении) уже позволили построить диаграмму состояния нанофаз в координатах: температура среды – содержание асфальтенов, упрощенная схема которой показана на рисунке .

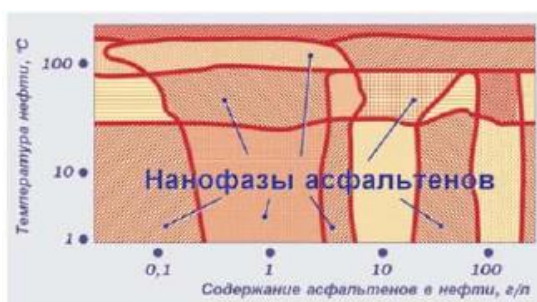


Рис. 1 Диаграмма состояния асфальтенов нефти

Имеющиеся сведения о состояниях нанофаз асфальтенов можно упрощенно описать следующим образом. Нанофаза мономеров (отдельных молекул) существуют в нефтяных средах лишь при концентрациях асфальтенов до фазовой границы при 5 – 10 мг/л. При превышении этой границы формируется нанофаза олигомеров – агрегатов из небольшого числа молекул. В нефтяных средах с содержанием асфальтенов между границами при 0,10-0,15 г/л и 1 – 3 г/л нанофазу составляют «нанокolloиды» – частицы диаметром 2 – 10 нм. При еще более высоких содержаниях асфальтенов формируются различные нанофазы флокулировавших нанокolloидов (ФНК). Так, между границами при 7-10 г/л и 20-35 г/л.

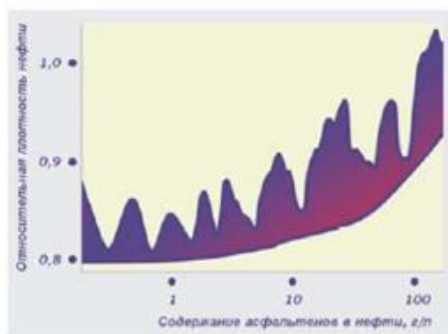


Рис. 2 Превращения нанофаз и изменения плотности и вязкости природных нефтей

ФНК представляют собой обособленные объекты с размерами до нескольких десятков нанометров. Между границами при 20 – 35 г/л и 70 – 90 г/л внутренняя структура ФНК остается неизменной, но они начинают взаимодействовать с образованием рыхлых фрактальных объектов, что придает взаимодействовать с образованием рыхлых фрактальных объектов, что придает жидкой среде высокую вязкость. Область между границами при 70 – 90 г/л и 140 – 160 г/л соответствует фазе из крупных (>0,1 мкм) флокулировавших частиц, которые могут формировать пространственные упорядоченные структуры, подобные гелям. В этой области может также произойти потеря седиментационной устойчивости и выпадение фазы асфальтенов в осадок. Молекулярные процессы на температурных границах нанофаз пока менее изучены. Предположительно, при температурах ниже фазовой границы при – 25 – 40°C, структура частиц всех нанофаз является аморфной

благодаря взаимодействиям боковых алкильных цепей молекул асфальтенов. При переходе через эту границу в результате нагрева, преобладающими становятся связи между ароматическими пластинами асфальтенов, и частицы уплотняются, уменьшая свои размеры. Между фазовыми границами в диапазоне температур 100 – 180°C некоторые нанофазы асфальтенов приобретают определенную кристаллическую упорядоченность. Кристаллические образования начинают плавиться вблизи фазовой границы при 220 – 240°C.

Так, на рисунке 2 приведен график корреляции плотности нефти с содержанием в них асфальтенов. Для наглядности, отдельные точки не показаны, сплошными линиями соединены данные, соответствующие нефти с наибольшими и наименьшими плотностями. На рисунке хорошо видны значительные «всплески» плотности нефти, в которых содержание асфальтенов приближается к положению выявленных ранее границ нанофаз. В этой же нефти наблюдается и аномальное увеличение вязкости (до нескольких десятков раз).

Таким образом, наноявления определяют особенности многих нефтегазовых технологий. Это означает необходимость более глубокого изучения наноявлений в науках о Земле с целью повышения долгосрочной эффективности добычи нефти и газа.

Литература

1. Хавкин А.Я. Наноявления в нефтегазодобыче // Вестник РАН, 2009, – № 6, С. 519 – 522.
2. Хавкин А.Я. Перспективы развития нефтегазовой наноиндустрии // НANOтехнологии Экология Производство, 2009, – № 1, – С. 98 – 102.
3. И.Н. Евдокимов. Нанотехнологии управления свойствами природных нефтегазовых флюидов.
4. Хавкин А.Я. Российские нанотехнологии должны служить России // Интервью, ИТАР-ТАСС, 22 ноября 2010 года, Интернет, 4 с., <http://www.itar-tass.com>.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СПИРТОВ НА ПРОЦЕСС АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ

Г.А. Гесь

Научный руководитель: аспирант А.М. Горшков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день при добыче и транспортировке нефти возникает важная проблема, это выпадение асфальтеновых осадков из нефти вызывающее закупоривание оборудования при добыче и транспорте нефти. Термин «асфальтены» был введён Ж.Б Буссенго в 1837 г., так он назвал остаток от перегонки битума. Современная трактовка асфальтенов звучит так: остаток не растворимый в n-алканах таких как, n-пентан или n-гептан, но растворимый в толуоле. [1] Как было сказано выше, асфальтены оказывают пагубное воздействие на оборудование и являются причиной нарушения функциональности системы добычи и транспортировки нефти, поэтому их исследование постепенно получило некий приоритет. Изучение условий сохранения и потери устойчивости асфальтенов дает возможность регулировать эти процессы, то есть, возможна стабилизация асфальтенов. Исследование асфальтенов затрудняется тем, что стандартные оптические методы не эффективны ввиду сильного поглощения света асфальтенами. Для разрешения этой проблемы предложено использовать метод спектроскопии оптического смещения – метод фотонной корреляционной спектроскопии.

Цель данной работы – изучить влияние природы спиртов на процесс агрегации асфальтенов в модельной системе методом фотонной корреляционной спектроскопии.

Фотонная корреляционная спектроскопия (ФКС) – метод, использующий явление рассеяния света, и предназначенный для измерения размеров нано- и субмикронных дисперсных частиц. Метод является бесконтактным, не вносящим возмущение в исследуемую среду и отличается высоким быстродействием и точностью [3].

Метод ФКС позволяет измерять коэффициент диффузии дисперсных частиц в жидкости. Информация о коэффициенте диффузии частиц содержится во временной корреляционной функции флуктуаций интенсивности рассеянного света. Если форма частиц известна или задана, их размер может быть рассчитан с использованием соответствующей формулы. Например, для сферических частиц можно использовать формулу Стокса-Эйнштейна [3]:

$$R = \frac{k_B \cdot T}{6 \cdot \pi \cdot \mu \cdot D} \quad (1)$$

где k_B – константа Больцмана, T – абсолютная температура, μ – сдвиговая вязкость среды, в которой взвешены частицы радиуса R , D – коэффициент диффузии.

Объектом исследования являлись асфальтены, выделенные из высокопарафинистой нефти. Процесс агрегации асфальтенов был изучен на модельной системе. В качестве растворителя использовался толуол. Концентрация асфальтенов в толуоле составляла 0,065 г/л. Иницирование агрегации асфальтенов осуществлялось добавлением n-гептана 80% об. Для исследования влияния поверхностно-активных веществ (ПАВ) на процесс агрегации асфальтенов были выбраны три различных спирта: изопропиловый, гексиловый и октиловый. Количество спирта в смеси асфальтены-толуол-гептан составляло 1,96% об. Все растворители, используемые в экспериментах, подвергались очистке согласно стандартной методике. Обеспыливание проводилось с помощью мембранных фильтров. Перед измерением размеров частиц исследуемые растворы подвергались диспергированию в ультразвуковой ванне в течение 15 секунд.

Для измерения размера ассоциатов асфальтенов и изучения процесса агрегации нами использована система PhotoCorr Complex. В установке использовался полупроводниковый лазер ($\lambda=654$ нм). Все эксперименты были проведены при температуре 27° С. Угол рассеяния составил 40° . Во избежание проявления эффекта «тепловой» линзы для каждого эксперимента отдельно подбирались нейтральные фильтры. Процесс агрегации асфальтенов исследовался в режиме реального времени, что позволяло наблюдать рост частиц и их выпадение из раствора. Замеры осуществлялись до того момента пока седиментационные процессы не начинали доминировать над диффузионными.

На рисунке представлены результаты исследования процесса агрегации асфальтенов в исходном растворе и при добавлении спиртов разной природы. Сплошные кривые – результат обработки экспериментальных данных методом наименьших квадратов (МНК) по степенной зависимости в соответствии с режимом диффузионно-лимитированной агрегации (ДЛА) [2].

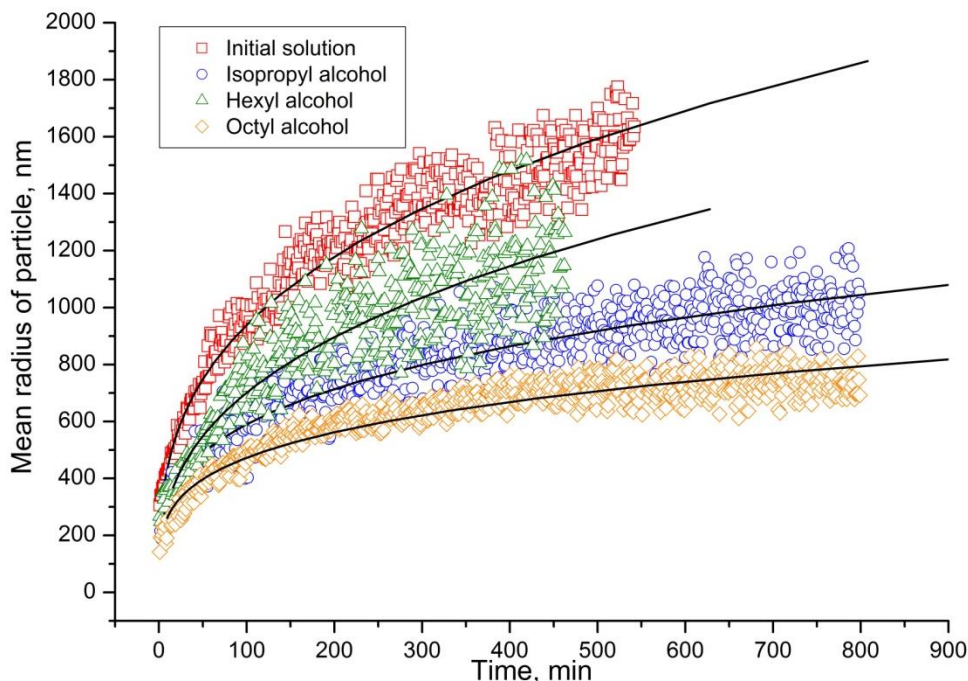


Рис. Агрегация асфальтенов в исходном растворе и при добавлении спиртов разной природы

Результаты показывают, что процесс агрегации в исходном растворе удовлетворительно описывается степенной зависимостью и это дает основание считать, что агрегация асфальтенов идет по режиму ДЛА. Также следует отметить, что спирт сильно влияет на процесс агрегации асфальтенов. Добавление спирта не меняет режим агрегации асфальтенов, однако уменьшает начальный размер частиц (табл.).

Таблица

Параметры агрегации асфальтенов

Исследуемая система	Аппроксимация по МНК	R2	Время агрегации асфальтенов, мин.
Исходный раствор	$R=207,2 \cdot t^{0,328}$	0,97	542
+Изопропиловый спирт	$R=166,0 \cdot t^{0,275}$	0,92	>800
+Гексиловый спирт	$R=136,9 \cdot t^{0,355}$	0,90	463
+Октиловый спирт	$R=149,3 \cdot t^{0,250}$	0,95	>800

Из таблицы видно, что добавление гексилового спирта в систему асфальтены-толуол-гептан приводит к увеличению скорости агрегации, что приводит в конечном итоге к более раннему выпадению асфальтенов по сравнению с исходным раствором. Остальные спирты проявляют себя как ингибиторы процесса агрегации асфальтенов, так как замедляют рост взвешенных частиц, тем самым приостанавливая их выпадение. Наилучший результат показывает октиловый спирт. Возможно, это объясняется тем, что октиловый спирт имеет самую большую длину углеводородного радикала. А согласно правилу Дюкло-Траубе [4], такие ПАВы имеют самую высокую поверхностную активность.

Подобные исследования асфальтенов в дальнейшем помогут понять их природу, а также найти механизм воздействия, позволяющий контролировать фазовое поведение асфальтенов в нефти.

Литература

1. Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, Stephan Allenson, Jefferson Creek, Shah Kabir, A. (Jamal) Jamaluddin, Alan G. Marshall, Ryan P. Rodgers, Oliver C. Mullins, Trond Solbakken. *Asphaltenes – Problematic but Rich in Potential*, 2007.
2. 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.
3. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах: На правах рукописи. Дис. на соискание ученой степени канд. тех.наук. – Москва, 2001. – 109 с.
4. Вережников В.Н. Избранные главы коллоидной химии. – Воронеж, 2011.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОПТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ИЗУЧЕНИИ НАЧАЛА АГРЕГАЦИИ НЕФТЯНЫХ АСФАЛЬТЕНОВ

А.М. Горшков, Ву Зуи Кхань

Научные руководители заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева, доцент Л.В. Шишмина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время наблюдается устойчивая тенденция роста добычи трудно извлекаемых тяжелых нефтей и битумов, характеризующихся высоким содержанием асфальтенов. Отложения этих веществ приводит к снижению дебита скважин, повышенному износу оборудования дополнительным энергетическим и материальным затратам. В зависимости от соотношения в нефти дисперсной фазы (асфальтенов) и дисперсионной среды (мальтенов) при определенных условиях возможно нарушение ее седиментационной устойчивости, первичным проявлением которого является точка начала агрегации асфальтенов или параметр «onset». Оценка склонности молекул асфальтенов к самоассоциации и формированию надмолекулярных структур на начальных стадиях этого процесса является актуальной научной и практической задачей, так как она позволяет прогнозировать устойчивость нефтяных дисперсных систем (НДС) и изучать тенденцию выпадения асфальтенов под действием различных факторов (введения добавок, изменения состава дисперсионной среды, температуры и др.). При исследовании структуры и свойств дисперсных систем в последнее время большое распространение получили бесконтактные оптические методы.

Известно, что при прохождении электромагнитной световой волны через дисперсную среду, свет может поглощаться или рассеиваться частицами. В современной литературе для определения начала процесса агрегации асфальтенов (параметр «onset») используется методика ASTM D6703-01 [1], основанная на поглощении света. В данной методике предлагается определять параметр «onset» по отклонению от линейной зависимости оптической плотности исследуемой дисперсной системы от концентрации н-алкана в соответствии с законом Бугера-Ламберта-Бера [2]. Однако, при агрегации асфальтенов также происходит рост размера частиц,

что приводит к увеличению рассеяния света. Таким образом, появляется новый перспективный метод определения начала агрегации асфальтенов – метод фотонной корреляционной спектроскопии, основанный на явлении рассеяния света и предназначенный для измерения размеров нано и субмикронных частиц. Данный метод позволяет определять интенсивность рассеянного света в режиме реального времени, а также размер частиц [3, 4].

Целью данной работы было определить параметр «onset» асфальтенов двумя оптическими методами. Для определения начала процесса агрегации асфальтенов по стандартной методике использовался однолучевой сканирующий спектрофотометр ПЭ-3200 УФ. Он позволяет проводить измерения оптической плотности (Abs), процент пропускания (Т%). Данный прибор функционирует в диапазоне длин волн от 190нм до 1100нм, выполняет измерения в видимой и ультрафиолетовой области длин волн электромагнитного спектра. При выполнении экспериментов длина волны источника света составляла 654 нм. Оптический путь оставался неизменным во всех опытах и составлял 10 мм.

Для определения параметра «onset» асфальтенов методом фотонной корреляционной спектроскопии использовалась система PhotoCor

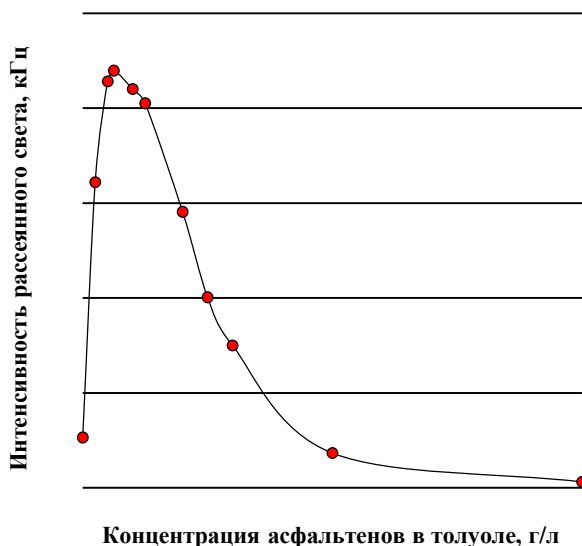


Рис.1 Зависимость интенсивности рассеянного света от концентрации асфальтенов, полученная на приборе *PhotoCor Complex*

Complex. Основным измерительным элементом прибора является фотоэлектронный умножитель (ФЭУ) Photocor-PC3, работающий в режиме счета фотонов. Благодаря использованию высокочувствительного лавинного фотодиода в составе ФЭУ появляется возможность отслеживать незначительные изменения, происходящие в

дисперсной среде. Источником излучения света в приборе PhotoCor Complex являлся полупроводниковый лазер с длиной волны 654 нм. Рассеяние света наблюдалось под углом 90°.

В связи с тем, что высококонцентрированные растворы асфальтенов в толуоле являются сильно поглощающими непрозрачными средами, оптические методы имеют свои ограничения. На рис. 1 представлен график зависимости интенсивности рассеянного света от концентрации асфальтенов. Из рис.1 видно, что для концентрации асфальтенов 2 г/л интенсивность рассеяния составляет порядка 3 кГц, что соизмеримо с «теневой» интенсивностью рассеяния, исходящей от окружающих предметов. Таким образом, для получения достоверных результатов необходимо исследовать концентрации асфальтенов в диапазоне от 0 до 1 г/л.

В связи с вышесказанным, объектом данного исследования стали растворы асфальтенов, выделенных из высоковязкой нефти, в толуоле с концентрациями 0.4 г/л и 0.6 г/л. Далее к исходным растворам асфальтенов в толуоле добавлялось определенное количество н-гептана и определялись оптические параметры, характеризующие систему.

Все эксперименты выполнялись при комнатной температуре. После добавления н-гептана в исходный раствор асфальтенов в толуоле смесь встряхивалась и обрабатывалась ультразвуком в течение 15 секунд для тщательного перемешивания толуола и н-гептана. Оптическая плотность и интенсивность рассеянного света определялись через минуту после начала измерения. Эксперименты выполнялись параллельно на спектрофотометре ПЭ-3200 УФ и приборе PhotoCor Complex на свежеприготовленных растворах асфальтенов в толуоле исследуемых концентраций.

На рис.2 представлен график зависимости оптической плотности от концентрации н-гептан для двух исследуемых концентраций.

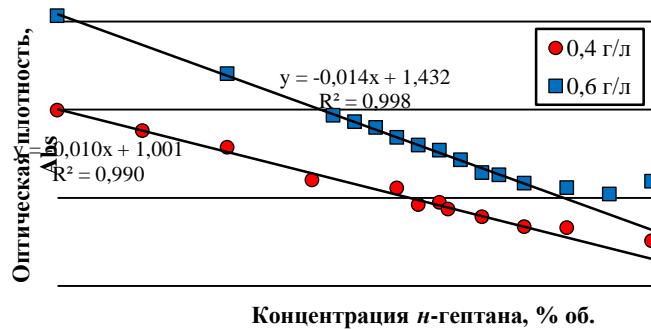


Рис.2 Зависимость оптической плотности раствора от количества н-гептана в системе асфальтены-толуол-гептан

Из рис.2 видно, что для обеих исследуемых концентраций при добавлении н-гептана меньше 50% об наблюдается линейная зависимость оптической плотности от концентрации осадителя (достоверность аппроксимации $R^2 > 0.99$), что подтверждает закон Бугера-Ламберта-Бера. Однако при добавлении н-гептана более 55% об. происходит отклонение экспериментальных точек от основного закона светопоглощения, что указывает на начало агрегации асфальтенов в толуоле обеих исследуемых концентраций (рис. 2). Таким образом, параметр «onset» для концентрации асфальтенов в толуоле 0,4 г/л и 0,6 г/л составляет в среднем 57.5% об.

На рис.3 представлен график зависимости интенсивности рассеянного света от концентрации н-гептана для двух исследуемых концентраций асфальтенов в толуоле.

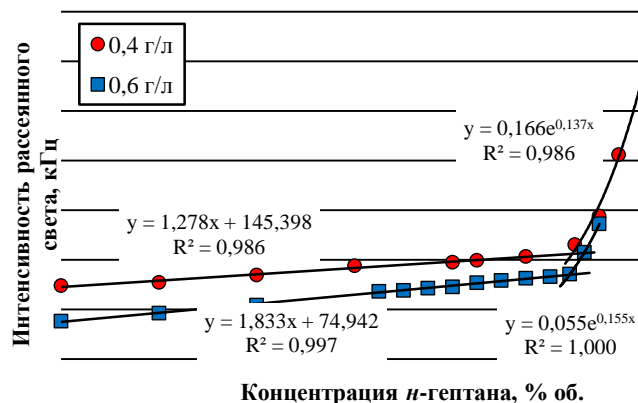


Рис.3 Зависимость интенсивности рассеянного света от количества н-гептана для исследуемых концентраций асфальтенов в толуоле

Из рис.3 видно, что при добавлении н-гептана до 50 % об. наблюдается линейный рост интенсивности рассеянного света от количества добавленного н-алкана для обеих концентраций асфальтенов в толуоле

(достоверность аппроксимации $R^2 > 0.98$). Возможно, это связано с тем, что при данных концентрациях н-гептана агрегация асфальтенов не происходит, а добавление н-гептана в раствор приводит к повышению прозрачности системы асфальтены-толуол и тем самым к линейному увеличению интенсивности рассеяния света от количества н-гептана. Причем рост интенсивности для концентрации асфальтенов в толуоле 0.6 г/л больше, чем для концентрации 0.4 г/л, так как он является менее прозрачным (Рис.1). При добавлении более 50% об. н-гептана наблюдается резкий рост интенсивности рассеянного света для обеих концентраций асфальтенов в толуоле, что свидетельствует о начале агрегации. Подтверждением данного факта является то, что при концентрациях н-гептана более 50% об. определяется конкретный размер частиц асфальтенов. Кроме того эти экспериментальные данные хорошо аппроксимируются экспоненциальной зависимостью (достоверность аппроксимации $R^2 > 0.98$). Точка пересечения линейной и экспоненциальной функций и будет являться точкой начала агрегации. Таким образом, для концентрации асфальтенов в толуоле 0.4 г/л параметр «onset» составляет 52.2% об, а для концентрации 0.6 г/л – 51.9% об.

Таким образом, в данной работе впервые был определен параметр «onset» асфальтенов методом фотонной корреляционной спектроскопии. Также была предложена методика определения начала агрегации асфальтенов методом ФКС. Полученные данные о параметре «onset» асфальтенов на приборе PhotoCor Complex подтверждаются результатами определения начала агрегации согласно стандартной методике на приборе спектрофотометр ПЭ-3200 УФ (разница около 10%). Такая разница значений параметра «onset» асфальтенов связана с тем, что при определении начала агрегации асфальтенов на спектрофотометре необходимо подбирать оптимальную длину волны источника света, т.е. исследовать спектр асфальтенов в толуоле во всем диапазоне длин волн [2]. А так как длина волны лазера в приборе PhotoCor Complex является постоянной величиной, и измерения необходимо было проводить в одинаковых условиях, все это наложило ограничение на длину волны света в спектрофотометре и внесло погрешность измерения. Также следует отметить, что при увеличении концентрации асфальтенов в 1.5 раза начало агрегации для обеих концентраций наступает при добавлении практически одинаковых количеств н-гептана (52% об на приборе PhotoCor Complex и 57.5% об. на спектрофотометре ПЭ-3200 УФ).

Литература

1. ASTM D6703-13 Standard test method for automated heithaus titrimetry.
2. Safieva J.O., Likhatsky V.V., Filatov V.M., Syunyaev R.Z. Composition of asphaltene solvate shell at precipitation onset conditions and estimation of average aggregate sizes in model oils // Energy and Fuels, 2010. – N24. – P. 2266 – 2274.
3. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах: На правах рукописи. Дис. на соискание ученой степени канд. тех. наук. – Москва, 2001. – 109 с.
4. Спектроскопия оптического смешения и корреляция фотонов. Пер. с англ. / Под ред. Г. Камминса и Э. Пайка. – Москва, 1978, – 574 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ НЕФТЯНЫХ 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

Исчерпание нефтяных запасов делает необходимым более рационально использовать нефтяные ресурсы путем повышения коэффициента извлечения нефти. В течение последних лет в нефтяной промышленности наблюдается устойчивая тенденция роста добычи трудно извлекаемой тяжелой нефти, характерной особенностью которой является высокое содержание таких высокомолекулярных компонентов как смолы и асфальтены.

Асфальтены обладают наибольшей склонностью к самоассоциации и образованию агрегатов в нефтях даже при небольших концентрациях. В связи с этим возникает необходимость регулирования фазового поведения асфальтенов с целью повышения их устойчивости к выпадению в процессе добычи и транспортировки нефти.

Одним из перспективных методов стабилизации асфальтенов в нефти является использование амфифильных поверхностно-активных веществ (ПАВ), позволяющих понижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть – асфальтены. В настоящее время многие ученые пытаются выявить закономерности влияния структуры присадки на устойчивость асфальтенов как в органических модельных системах, так и в нефтях в связи, с чем проводят исследования действия химических добавок, различающихся по строению, составу и механизму воздействия [1, 2]. На сегодняшний день среди амфифильных веществ огромный интерес проявляется к диспергирующим присадкам. Механизм действия диспергирующих присадок изучен для дизельных топлив и масел [6], но для углеводородных растворов асфальтенов до конца не выяснен.

Цель данной работы заключалась в исследовании влияния диспергирующей присадки С-5А на устойчивость нефтяных асфальтенов в модельной системе методом фотонной корреляционной спектроскопии. Сущность метода заключается в определении коэффициента диффузии D коллоидных частиц путем измерения корреляционной функции рассеянного света. Аппроксимируя измеренную автокорреляционную функцию флуктуации интенсивности рассеянного света теоретической экспоненциальной функцией можно найти D . Если

предположить, что в растворе находятся только сферические частицы, их радиус можно рассчитать по формуле Стокса-Эйнштейна [4].

Размер частиц оказывает решающее влияние на устойчивость нефтяных дисперсных систем. При рассмотрении устойчивости нефтей обычно рассматривается устойчивость по отношению к выпадению твердой фазы – асфальтенов [8]. Потеря седиментационной устойчивости асфальтенов начинается из-за агрегации в надмолекулярные коллоиды. Поскольку агрегация в коллоидной системе представляет собой кинетический, неравновесный процесс роста частиц, размер и структура образующихся агрегатов связана с динамикой процесса агрегации.

Объектом исследования являлись асфальтены, выделенные н-гептаном из высокосмолистой нефти Таймурзинского месторождения. В качестве диспергирующей присадки использовалась алкенилсукцинимидная присадка С-5А, которая представляет собой 40% концентрат алкенилсукцинимидов в минеральном масле и непрореагировавшем полибутене. В связи с тем, что присадка является очень вязкой жидкостью, для проведения экспериментов ее предварительно растворяли в толуоле в соотношении 1:1 по массе.

Процесс агрегации асфальтенов изучался на модельной системе асфальтены–толуол–гептан. В качестве растворителя асфальтенов использовался толуол. Концентрация асфальтенов в толуоле составляла 0,2; 0,4 и 0,6 г/л. Осаждение асфальтенов осуществлялось добавлением определенного объема н-гептана. Пороговые объемные концентрации н-гептана, при которых начинался процесс роста частиц асфальтенов, составили 47,8%; 41,9% и 42% соответственно. Количество осадителя в системе толуол–гептан изменялось от 51 до 61 % об. После приготовления исследуемых растворов, перед каждым экспериментом кювета с образцом устанавливалась в ультразвуковую ванну на 15 секунд для тщательного перемешивания компонентов между собой, и затем проводились измерения.

Для измерений размера ассоциатов асфальтенов и изучения процесса агрегирования использовалась система PhotoCorr Complex [3]. Все эксперименты проводились при температуре 27°C и атмосферном давлении. Рассеяние света наблюдалось под углами 40° и 90°. Во избежание влияния «тепловой линзы» на достоверность результатов определения размера частиц для каждого эксперимента подбирался оптимальный нейтральный фильтр, устанавливаемый на пути лазерного луча [5].

Устойчивость асфальтенов в модельной системе зависит от ее состава: содержания асфальтенов в толуоле, количества н-гептана в системе и концентрации присадки. Для выявления влияния каждого фактора на процесс агрегации асфальтенов была проведена серия экспериментов. Седиментационная устойчивость асфальтенов оценивалась по времени агрегации, т.е. времени, в течение которого в растворе происходит рост частиц до критических размеров, после которых агрегаты начинают выпадать в осадок (табл. 1).

Таблица 1

Влияние состава модельной системы на седиментационную устойчивость асфальтенов

Содержание асфальтенов, г/л.	Время агрегации, мин, при концентрации присадки, % масс.			
	0	0,05	0,1	1,0
Концентрация осадителя – 51% об.				
0,2	218	>1800	>1800	>1800
0,4	175	910	1200	>1800
0,6	212	408	1000	>1800
Концентрация осадителя – 61% об.				
0,2	61	97	113	>1800
0,4	42	105	107	>1800
0,6	31	38	29	>1800

При обработке экспериментальных данных было задано условие, при котором асфальтены считаются седиментационно устойчивыми: время агрегации должно составлять более 1800 минут (более 1 суток). В предыдущей работе [7] было выявлено влияние количества добавленного н-гептана на седиментационную устойчивость асфальтенов в системе толуол-гептан: увеличение количества осадителя приводит к уменьшению времени агрегации. Из таблицы 1 видно, что для системы толуол-гептан-присадка наблюдается такая же зависимость. Однако необходимо отметить, что агрегация асфальтенов начинается лишь при добавлении н-гептана больше определенного порогового значения, которое зависит от концентрации асфальтенов в толуоле. Поэтому время агрегации уменьшается с увеличением избыточного количества н-гептана относительно порогового значения. Кроме того, седиментационная устойчивость асфальтенов уменьшается при увеличении концентрации асфальтенов в толуоле при прочих одинаковых условиях. Диспергирующая присадка С-5А повышает седиментационную устойчивость асфальтенов и при определенных концентрациях приводит к агрегативной устойчивости асфальтенов. Из всего вышесказанного можно вывести эмпирическое условие, при котором асфальтены в модельной системе при добавлении присадки будут устойчивы:

$$\frac{C_{np}}{C_{ac} \cdot (C_2 - C_{2n})} \geq 0,078 \quad (1)$$

где C_{np} – концентрация присадки % масс.;
 C_{ac} – концентрация асфальтенов в толуоле, г/л;

Сг – количество добавленного н-гептана, % об;

Сгп – пороговое количество н-гептана для исследуемой концентрации асфальтенов в толуоле.

Полученное условие может быть использовано для подбора оптимальной концентрации присадки, необходимой для стабилизации асфальтенов.

Для исследования влияния присадки С-5А на агрегативную устойчивость асфальтенов выявлялось наличие агрегации асфальтенов, а для стабильных коллоидов определялся размер частиц, достигнутый за время измерения (табл. 2).

Таблица 2

Влияние состава модельной системы на агрегативную устойчивость асфальтенов

Содержание асфальтенов, г/л.	Диапазон радиусов частиц, нм, при концентрации присадки, % масс.			
	0	0,05	0,1	1,0
Концентрация осадителя – 51% об.				
0,2	рост частиц	300 – 450	230 – 310	180 – 270
0,4	рост частиц	рост частиц	рост частиц	120 – 430
0,6	рост частиц	рост частиц	рост частиц	180 – 400
Концентрация осадителя – 61% об.				
0,2	рост частиц	рост частиц	рост частиц	220 – 310
0,4	рост частиц	рост частиц	рост частиц	150 – 350
0,6	рост частиц	рост частиц	рост частиц	200 – 285

Из таблицы 2 следует, что при увеличении концентрации присадки повышается эффективность ее действия, в результате чего уменьшается радиус стабилизированных частиц. Увеличение количества добавленного н-гептана приводит к уменьшению полидисперсности системы, так как уменьшается разброс размеров частиц.

В итоге можно сделать вывод, что действие алкенилсукцинимидной присадки при агрегировании асфальтенов заключается в некотором уменьшении начального размера агрегатов, их стабилизации и снижении скорости агрегирования асфальтенов.

Стабилизирующий эффект присадки достигается при выполнении условия (1). Таким образом, можно предположить, что алкенилсукцинимидные присадки, представляющие собой амиды жирных кислот с длинными алкильными цепочками, адсорбируются на поверхности агрегатов асфальтенов, образовавшихся на начальной стадии процесса формирования частиц, несущественно влияя на их размеры при последующем добавлении гептана, препятствуют дальнейшему агрегированию.

Литература

- Goual L. Effect of resins and DBSA on asphaltene precipitation from petroleum fluids / Goual Lamia, Firoozabadi Abbas // *AIChE Journal*, 2004. – Vol. 50. – N 10. – P. 470 – 479.
- Hashmi S. Effect of dispersant on asphaltene suspension dynamics: aggregation and sedimentation / Sara Hashmi, Firoozabadi Abbas // *The Journal of physical chemistry*, 2010. – Vol. 114. – N 48. – P. 15780 – 15788.
- Photocor [сайт производителя], URL; <http://www.photocor.ru/>.
- 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.
- Горшков А.М. Влияние эффекта "тепловой линзы" на достоверность результатов определения размеров агрегатов асфальтенов в модельной системе // *Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 1-5 апреля 2013 г. в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР); Общество инженеров-нефтяников, Студенческий чептер; под ред. А. Ю. Дмитриева, 2013. – Т. 1. – [С. 715-718].*
- Башкатова С.Т. Присадки, улучшающие качество моторных топлив. Москва, Издательство "Нефть и газ", 2013. – 144 с.
- Мальцева Е.В., Горшков А.М., Чеканцева Л.В., Шишмина Л.В., Юдина Н.В. Влияние агрегации асфальтенов на реологические свойства нефти // *Журнал прикладной химии*, 2013. – Т. 86. – Вып. 9. – С.1401 – 1406.
- Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства (часть 1) / Учеб. пособие/ Р.З. Сафиева. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004. – 112 с.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ НА НЕОДНОРОДНЫХ МОДЕЛЯХ ПЛАСТА

А.М. Горшков¹, В.В. Филонов²

Научные руководители заведующий лабораторией «Геологии месторождений нефти и газа» ЦППС НД ИПР В.Е. Баранов, заведующий лабораторией физики пласта А.Г. Скрипкин²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

В настоящее время наблюдается увеличение количества нефтяных месторождений со сложнопостроенными коллекторами, в частности на территории Томской области известны такие месторождения как Останинское, Онтонигайское, Западно-Полуденное, Советское и др. на которых выделяются несколько пластов с сильно различающейся проницаемостью.

На сегодняшний день проведено множество лабораторных экспериментов по определению коэффициента вытеснения (Квыт) нефти водой на неоднородной модели пласта, воспроизводящей коллектор с изолированными друг от друга пропластками непроницаемой перемычкой [1].

При разработке таких коллекторов нефть вытесняется в основном только из высокопроницаемого пласта, тогда как низкопроницаемый, как правило, остается не затронут заводнением. Другая распространенная ситуация на месторождении – гидродинамически связанные пласты с разной проницаемостью. Фильтрационные процессы в этом случае характеризуются перетоками жидкости из одного пропластка в другой. Для построения адекватной гидродинамической модели таких пластов необходимо лабораторное моделирование этого процесса. В литературе подобные эксперименты не описаны.

Цель работы: провести лабораторные исследования коэффициента вытеснения нефти водой на гидродинамически связанных пластах с разной проницаемостью.

Поставленная задача решалась в два этапа:

- определение Кывт нефти водой на однородной модели пласта;
- определение Кывт нефти водой на неоднородной модели, состоящей из двух половинок керна разной проницаемости гидродинамически связанных между собой.

Как правило, эксперименты по определению Кывт нефти водой проводят только на представительных образцах керна (с характерной для рассматриваемого месторождения пористостью и проницаемостью). В данном исследовании было выбрано одно из месторождений Томской области, представленное терригенным песчаным коллектором. Для проведения экспериментов по определению Кывт нефти водой использовались цилиндрические образцы керна диаметром 70 мм и длиной около 45 мм, имеющие фазовые проницаемости по нефти при пластовых условиях от $1.3 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $459 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Все эксперименты по определению Кывт нефти водой проводились на установке ПИК-ОФП/ЭП в соответствии с ОСТ 39-195-86 [2]. Перед фильтрационным экспериментом в образцах керна задавалась начальная водонасыщенность, оставшаяся часть пор заполнялась углеводородами.

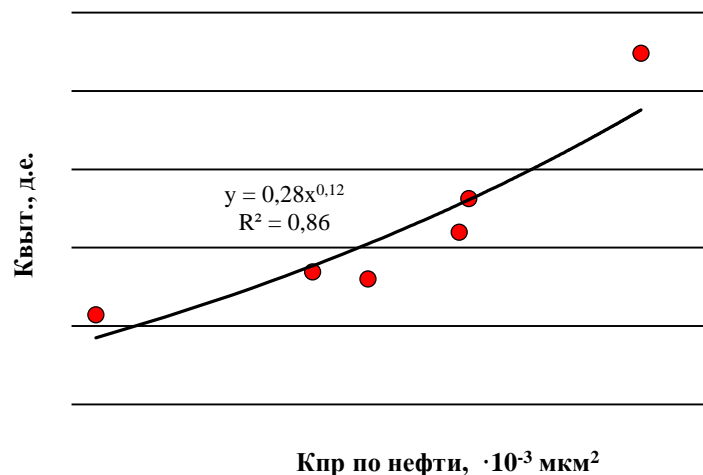


Рис. 1 Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от эффективной проницаемости по нефти

Образцы керна помещались в кернодержатель фильтрационной установки, создавалось пластовое и горное давление, поднималась температура до пластового значения. На первом этапе через образцы фильтровалась нефть, затем моделировался процесс заводнения – нефть вытеснялась моделью пластовой воды. Скорость закачки воды устанавливалась в соответствии с технологическими требованиями для исследуемого месторождения. Остаточная нефтенасыщенность керна и коэффициент вытеснения нефти определялись методом материального баланса.

Первый этап экспериментальной программы включал определение коэффициента вытеснения нефти водой на единичных образцах керна. Исследуемый коллектор представлен шестью образцами, характеризующими весь диапазон проницаемости. На рис. 1 представлен график зависимости Квыт от проницаемости по нефти при пластовых условиях.

Из рис. 1 видно, что для рассматриваемого месторождения зависимость Квыт от проницаемости является степенной функцией, характеризующейся ростом значения Квыт с увеличением проницаемости образцов. После фильтрационных экспериментов образцы очищались от остатков углеводородов спиртобензольной смесью и высушивались.

На следующем этапе проводилось моделирование гидродинамически связанных пластов. Для этого образцы керна распиливались вдоль оси; из половинок образцов разной проницаемости комбинировались «объемные» модели пласта (рис. 2). Между половинками помещалась перфорированная листовая резина, которая исключала прямой поток жидкости вдоль границы контакта образцов к выходному торцу, при этом гидравлическую связь между половинками образцов обеспечивали отверстия.

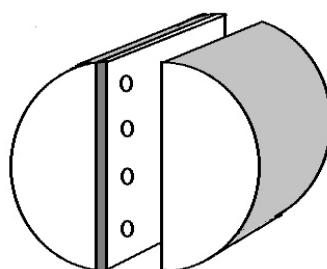


Рис. 2 Модель пропластков разной проницаемости гидродинамически связанных между собой

Комбинирование половинок керна разной проницаемости позволило создать несколько неоднородных моделей пласта с разным соотношением проницаемостей (табл.).

Таблица

Комбинации половинок образцов керна в неоднородных моделях пласта

Номер эксперимента	Шифр образца керна и номер половинки	Кпр по нефти (половинок в составе однородной модели), 10 ⁻³ мкм ²	Соотношение проницаемостей,	Кпр по нефти (половинок в составе неоднородной модели), 10 ⁻³ мкм ²
1	1(1)	1.3	0.020	30.9
	3(1)	65	50	
2	1(2)	1.3	0.018	15.6
	6(1)	72	55.4	
3	5(1)	24.3	0.338	26.1
	6(2)	72	3.0	
4	2(1)	13.4	0.029	190
	4(2)	459	34.3	
5	4(1)	459	18.9	280.7
	5(2)	24.3	0.053	
6	2(2)	13.4	0.206	42.3
	3(2)	65	4.9	

Исследования проводили на 6 моделях пласта с разным соотношением проницаемости половинок (от 3 для эксперимента № 3 до 55.4 для эксперимента №2). Схема проведения фильтрационного эксперимента на «объемной» модели соответствовала экспериментам на целых образцах. В конце фильтрационного эксперимента методом баланса определялась остаточная нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения для каждой половинки модели. Для каждого исследованного керна рассчитана разница коэффициентов вытеснения целого и распиленного образца, в составе неоднородной модели (рис.3). Зависимость изменения коэффициента вытеснения нефти водой демонстрирует практически линейное падение с ростом фазовой проницаемости.

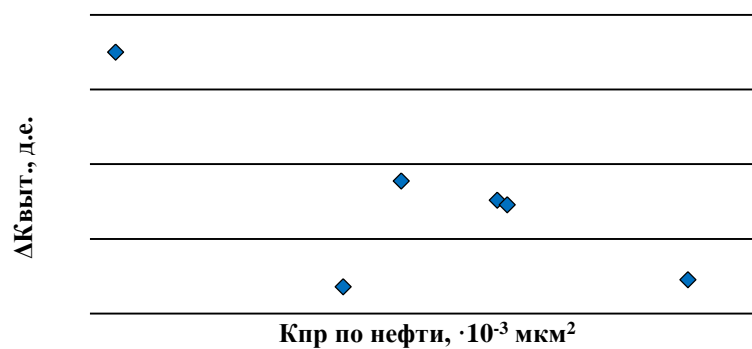


Рис. 3 Изменение коэффициента вытеснения для половинок образцов керна в зависимости от эффективной проницаемости по нефти

Характер поведения коэффициента вытеснения на неоднородной по проницаемости гидравлически связанной модели свидетельствует о перераспределении потока жидкости между половинками керна – вода стремится в высокопроницаемую половинку, коэффициент вытеснения которой незначительно отличается от коэффициента вытеснения нефти из цельного образца. Для образцов с низкой проницаемостью разница коэффициентов вытеснения между «объемной» моделью и целым образцом достигает значений 0,35.

Проведенные эксперименты показали техническую возможность моделирования процесса заводнения на неоднородной по проницаемости гидравлически связанной модели пласта. Для исследуемого месторождения получены количественные значения коэффициента вытеснения нефти водой на неоднородной модели. Разница коэффициентов вытеснения нефти из неоднородной модели и целого образца характеризует коэффициент охвата пласта воздействием.

Литература

1. Кузнецов И.А. Лабораторное моделирование закачки потокоотклоняющих жидкостей на параллельных моделях // Тезисы докладов Пятой региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть». – Томск: ТМЛ-Пресс, 2012. – 292 с.
2. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ С ОБРАЗЦАМИ ГОРНЫХ ПОРОД

П.С. Дозморов, А.Г.Скрипкин

Научный руководитель профессор

А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Как показывают научно-практические исследования, анализы, отражающие степень петрофизической неоднородности отложений, делаются в основной массе на неориентированном керне, отражая, по сути, среднее значение по ортогональным направлениям в дискретных точках сбора. В настоящее время данный подход не дает пространственной характеристики исследуемых параметров.

В данной статье рассматривается реализация прибора для ориентированного определения проницаемости коллекторов. На величину проницаемости осадочных пород влияют следующие факторы: форма и размер песчаных зерен, слоистость, цементация, трещиноватость и выщелачивание и др.

Рассмотрим форму и размер песчаных зерен [2]. Если порода сложена крупными и плоскими зернами, которые расположены равномерно, причем их самая длинная ось ориентирована горизонтально, как показано на рис. 1, то горизонтальная проницаемость (k_H) этой породы будет очень высокой, тогда как вертикальная проницаемость (k_V) будет от средней до высокой. Если порода сложена в основном крупными и округлыми зернами, ее проницаемость будет весьма высокой и иметь одну и ту же величину в обоих направлениях, как показано на рис. 1. Если зерна мелкие и неправильной формы, проницаемость породы-коллектора будет, как правило, ниже, особенно в вертикальном направлении. Большинство коллекторов нефти и газа попадают именно в эту категорию. Коллекторы с проницаемостью, зависящей от направления, называются анизотропными. Анизотропия сильно влияет на фильтрационные характеристики породы. Различие в проницаемости, измеряемой параллельно и перпендикулярно плоскости напластования, возникает еще в процессе образования осадка, так как зерна осаждаются в воде таким образом, что их самые длинные и самые плоские стороны располагаются горизонтально. Последующее уплотнение осадка увеличивает упорядоченность песчаных зерен, так что они по большей части оказываются ориентированными в одном направлении [2].



Рис. 1 Каналы фильтрации в породе, состоящей из крупных плоских зерен [2]



Рис. 2 Каналы фильтрации в породе, состоящей из крупных округлых зерен [2]

В ОАО «ТомскНИПИнефть» в лаборатории «Физики пласта» нами была разработана установка, позволяющая проводить исследование проницаемости по ортогональным направлениям, а также проводить измерения фазовой проницаемости при совместной фильтрации нефти и воды, а также при определении коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах горной породы [1].

В ходе построения программно-аппаратного комплекса были отмечены следующие преимущества:

- Расширение диапазона скоростей подачи жидкости от 0,0001мл/мин до 30мл/мин;
- Возможность автоматического поддержания перепада давления или избыточного давления в гидравлической системе при использовании пяти датчиков давления в составе одноплунжерного насоса и фильтрации установки;
- Реализация единой системы сбора и подготовки данных к анализу, что позволяет вести запись полученных результатов в реальном времени.

Для данного измерительного комплекса был разработан керн кубической формы для анализа анизотропии проницаемости по жидкости в пластовых условиях (Рис.2).



Рис. 2 Кубический керн для анализа анизотропии проницаемости по жидкости в пластовых условиях

Данная форма позволяет изменять положение керна в кернодержателе для измерения проницаемости в другой проекции.

Результаты измерения трех проекций представлены на рис. 3



Рис. 3 Результаты анализа проницаемости трех проекций одного керна

Как видим проницаемость у образца по осям X, Y практически одинаковая, в то время как по оси Z существенно отличаются.

Возможность созданного комплекса анализировать анизотропию проницаемости по жидкости в пластовых условиях позволяют его использовать в промышленности.

Литература

1. Дозморов П.С. Акт внедрения программы управления и блока аппаратного управления одноплунжерным насосом, – ОАО «ТомскНИПИнефть» – Томск, 2012
2. Исказиев К.О. Исследование влияния фильтрационной анизотропии на разработку неоднородных коллекторов нефти и газа, – диссертация на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.16. – Томск, 2006. – 177 с.: ил. РГБ ОД, 61 07-4/17

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОЩАДИ ПОВЕРХНОСТИ ЧАСТИЦ ПРИ АНАЛИЗЕ
ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА МЕТОДАМИ СЕДИМЕНТАЦИИ И МИКРОСКОПИИ**

П.С. Дозморов, А.А. Решетько

Научный руководитель профессор

А.Т. Росляк

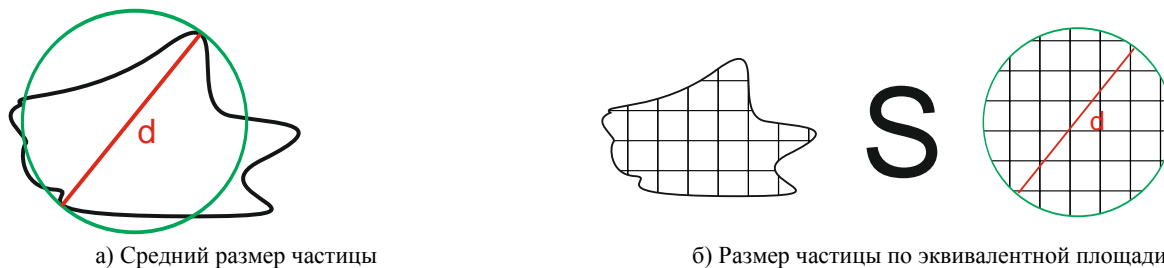
Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Гранулометрический анализ порошковой промышленности является фундаментальным исследованием и применяется во множестве отраслей промышленности. Так, например, от гранулометрического состава зависят не только пористость коллекторов, но и другие свойства пористой среды: проницаемость, удельная поверхность и др[2].

В данной статье рассматривается методика определения форм частиц через использование методов микроскопии и седиментации из стартового слоя, а также реализация алгоритма Розина-Рамлера-Беннета для искомых данных.

Анализ научно-исследовательской литературы позволяет сделать вывод, что размер частиц, чаще всего, выражается одним числом и шарообразной формой частицы. Поскольку в реалии форма частицы отличается от шарообразной, при расчете гранулометрического состава наблюдается искажения.

Метод микроскопии позволяет определить размер частиц прямым методом, который предусматривает получение размера частиц без дополнительных вычислений. Метод микроскопии рассматривает частицу как двухмерную проекцию трехмерного объекта, что позволяет получить размер в одной плоскости, не учитывая полного описания частицы как трехмерного объекта (рис. 1.).



а) Средний размер частицы

б) Размер частицы по эквивалентной площади

Рис. 1 Определение размера частиц методом микроскопии

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» (рис. 2).

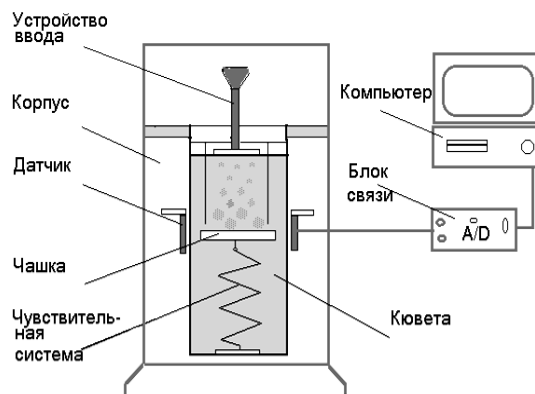


Рис. 2 Принципиальная схема седиментометра ВС-4

Однако данная реализация имеет ряд недостатков:

1. Отсутствует контроль среды. Поскольку седиментация длится несколько часов, необходимо контролировать изменение температуры жидкости;
2. Калибровка прибора проводится пользователем прибора, что вносит погрешность измерений;
3. Связь с персональным компьютером происходит по интерфейсу RS232 (COM-порт), который отсутствует в текущих персональных компьютерах;
4. Отсутствует жесткая привязка к реальному времени. Показания прибора «примерно» выводятся раз в секунду, что ведет к ухудшению показаний прибора.

Рассмотрим метод преобразования полученных данных с «Весового Седиментометра ВС-4» в показания гранулометрического состава.

Метод Розина-Раммлера-Бенета работает следующим образом. На вход алгоритма поступает Декартово произведение времени и показания прибора. Алгоритм моделирует систему осаждения облаков частиц и подбирает такой диаметр частиц, который соответствует реальным показаниям исходных данных [3].

Если включить в данный анализ данные, полученные методом микроскопии и подбирать высоту частицы, то возможно представить частицы в виде эллипсоидальных форм (рис.3). Причем каждое облако частиц будет иметь различную высоту и, следовательно, в итоге получаем коэффициент не сферичности для каждого из осажденных облаков.

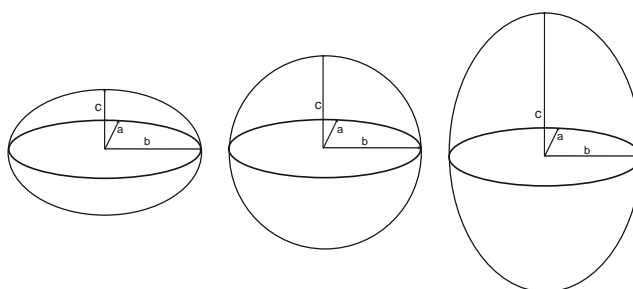


Рис. 3 эллипсоидальные формы частиц: плоскость (a,b) – данные из метода микроскопии; c – полученное значение из метода седиментации

При использовании данного метода можно автоматически получать распределение размера частиц с учетом форм частиц по каждому из осевших слоев, что позволяет увеличить точность расчета удельной поверхности частиц, а также позволяет более подробно рассмотреть фильтрационные свойства горной породы.

Литература

1. Квеско Н.Г., Росляк А.Т. Весовой седиментометр для автоматизированного измерения гранулометрического состава порошков. // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – № 7, – 2000, – С. 37-40.
2. Коузов П.А. Основы анализа дисперсного состава промышленных пылей и измельченных материалов. – 3е изд. Перераб. – Л.: Химия, 1987, – 264с. УДК 539.215.2: (928.511.1.92.2)
3. Дозморов П.С., Росляк А.Т. Методика преобразования накопительной функции седиментометра в гранулометрический состав горной породы, – Наука и образование, – Эл № ФС77 – 48211, – № 06, июнь 2013, DOI: 10.7463/0613.0576586

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Донг Ван Хоанг

Научный руководитель доцент В. Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяное месторождение Белый Тигр является основной производственно - технической базой СП "Вьетсовпетро". В 1988 году на месторождении была открыта уникальная по запасам высокопродуктивная залежь в гранитном массиве кристаллического фундамента (дебит скважин более 2000 т/сутки). Месторождение «Белый Тигр» расположено в средней части Центрального поднятия Меконгской впадины, стратиграфический разрез которой включает докайнозойский кристаллический фундамент и перекрывающие его терригенные отложения олигоцена, миоцена и плиоцен-четвертичного возраста. Толщина кайнозойского осадочного чехла меняется от 3000 м на локальных поднятиях до 8000 м в депрессиях. Основные запасы нефти месторождения находятся в фундаменте (около 500 млн. т.).

В 1997 году на месторождении Белый Тигр была введена в эксплуатацию первая газлифтная скважина. В 2005 году на месторождении газлифтным способом эксплуатацией 92 скважин, что составило 54% всего добываемого фонда СП "Вьетсовпетро". На рис. 1 представлена динамика основных показателей газлифтных скважин месторождения Белый Тигр. За период 1997 - 2007 г. обводненность продукции газлифтных скважин увеличивается с 13 до 40 %, удельный расход газа увеличивается в 2,1 раза, а средний дебит по скважинам снижается на 25%. Таким образом, рост обводненности приводит к увеличению суммарных потерь давления, и следует увеличивать расход газ для подъема жидкости на поверхность.

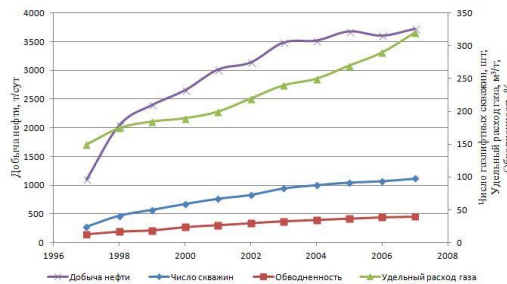


Рис. 1 Динамика основных показателей газлифтных скважин месторождения Белый Тигр

Метод увеличения КПД газлифтных скважин можно условно разделить на два направления:

- увеличение глубины погружения подъемника;
- снижение относительной скорости газа.

Первое направление связано с увеличением глубины ввода компримированного газа под динамический уровень, что позволяет снизить общий и удельный расход газа. Это достигается путем увеличения давления рабочего агента, создания конструкций пусковых клапанов и выбора оптимальной глубины установки пусковых и рабочих клапанов.

Второе направление может осуществляться путем дробления газовой или жидкой фазы различного рода диспергаторами. Диспергирующие устройства широко применяются в различных отраслях промышленности и условно разбиты на две группы: механические и гидравлические диспергаторы [1]. На основе анализа результатов исследований работы диспергаторов можно сделать вывод о том, что в условиях газлифтных скважин наиболее эффективным является глубинный штуцерный диспергатор. Эффективность работы штуцерных диспергаторов зависит от следующих факторов:

- характеристик пласта и скважин, свойства нефти и газа;
- режима работы скважины;
- конструкции диспергаторов (диаметр, количество диспергаторов и расстояние между ними).

Одним из подходов к решению задачи повышения эффективности штуцерных диспергаторов является выбор оптимальной конструкции диспергаторов (количество и диаметр штуцеров), при которой газлифтные скважины работают с минимальным расходом газа высокого давления.

При выборе оптимальной конструкции диспергаторов рекомендуется применять статические методы математического планирования эксперимента. Одним из которых является метод эволюционного планирования Бокса.

В математическом языке задача нахождения оптимальной конструкции диспергаторов понимается так, что при изменении факторов $d_{ш}$ (диаметра штуцеров) и $n_{ш}$ (количества штуцеров) нужно найти максимальное значение функции:

$$|\Delta R| = f(d_{ш} + n_{ш})$$

График данной функции является поверхностью отклика, а пространство, по осям координат которого откладываются значения изменяемых факторов называется факторным пространством (рис. 2). Поэтому сейчас задачей является поиск максимальной точки на поверхности отклика.

Исследование проводится по следующим этапам:

- 1.Выбор основного уровня и интервалов изменения факторов.
- 2.Составлять матрицу планирования исследования.
- 3.Проводить пять опытов при определенных глубинах спуска диспергаторов и при разных сочетаниях диаметра и количества штуцеров. Привести результаты опытов в матрицу планирования исследования.
- 4.При изменении нулевой точки проводить эксперимент.
- 5.Изменить интервал изменения факторов

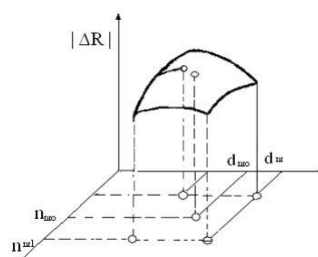


Рис. 2 График к определению максимума функции

Исследование проводится на скважине с следующими данными: диаметр обсадкой колонны - 168 мм, диаметр колонны подъемных труб - 63 мм, обводненность продукции 10%, глубина установки диспергаторов - 800 м и 1400 м.

В качестве основной конструкции диспергаторов был принят вариант: нулевая точка $nш0 \times dш0 = 6 \times 15$ мм, минимальное значение $nш1 \times dш1 = 4 \times 10$ мм, максимальное значение $nш2 \times dш2 = 8 \times 20$ мм. Результаты исследования заносятся в таблицу 1.

Таблица 1

Результаты исследований					
№	Конструкция диспергатора	Расход газа высокого давления	Дебит скважин, м ³ /сут	Удельный расход газа, м ³ /м ³	ΔR
1	6 x 15	4000	80	50	-2
2	4 x 10	4000	80	50	-2
3	4 x 20	3850	80	48,2	-3,8
4	8 x 10	3750	80	47	-5
5	8 x 20	2750	80	34,4	-17,6

Из табл. 1 видно, что максимальное значение уменьшения удельного расхода газа $\Delta R = 17,6$ получается при $nш \times dш = 8 \times 20$ мм. Поэтому во второй фазе эксперимента под нулевой точкой принимается точка с $nш = 8$, $dш = 20$ мм. Во этой фазы эксперименты были проведены при четырех значениях диаметра и количества штуцеров. В результате максимум ΔR локализован в центре факторного прямоугольника, так что за оптимальную конструкцию диспергатора принимается диспергатор с 8 штуцерами диаметром 20 мм.

Таким образом, применение диспергаторов на месторождении Белый Тигр позволяют повысить эффективность работы газлифтных скважин. В данной работе предложен способ выбора оптимальных значений количества штуцеров и их диаметров в скважинных диспергаторах, обеспечивающих максимальную экономию расхода газа при заданном дебите скважины. Привели пример исследования скважины, в результате которого установлена возможность уменьшения удельного расхода газа на 10 – 15 %.

Литература

1. Муравьев И.М., Репин Н.Н. Исследование движения многокомпонентных смесей в скважинах. – М.: Изд-во Недр, 1972, – 208 с.
2. Горский В.Г., Адлер Ю.П. Планирование промышленных экспериментов – М.: Металлургия, 1974, – 264 с.

ВЛИЯНИЕ УСИЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПЛОЩАДНЫХ СИСТЕМ

А.С. Евдокимова

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Применение площадных систем заводнения позволяет эффективно разрабатывать неоднородные низкопроницаемые терригенные коллектора Западной Сибири. Одним из важных вопросов при проектировании систем разработки является выбор соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Наибольшее распространение получили пяти-, семи- и девятиточечные обращенные системы разработки, при этом в девятиточечной системе на одну нагнетательную скважину приходится три добывающих.

В нашей работе были проанализированы элементы девятиточечной площадной системы, размещенные в пределах верхнеюрских нефтяных пластов на примере Ново-Покурского месторождения. Количество нагнетательных скважин в три раза меньше, чем добывающих. Это не позволяет в полной мере компенсировать отборы жидкости из пласта по всем элементам, что может привести к падению пластового давления. Для увеличения объемов закачки в пласте проводят мероприятия по интенсификации (ГРП, ОПЗ), либо увеличивают давление закачки до давления разрыва породы. Это приводит к неравномерности закачки и преждевременному обводнению отдельных добывающих скважин, поэтому падает экономическая эффективность проекта.

Для того, чтобы отчетливо была видна зависимость добычи жидкости от закачки в пласт воды, были сформированы около восьмидесяти элементов, при анализе которых были построены соответствующие графики зависимостей. В результате определились наиболее «плохие» и «хорошие» элементы, сравнив которые, можно прийти к определенным выводам.

Например, рассмотрим элемент с нагнетательной скважиной 676:

Из динамики показателей (Рис. 1,2) видно, что в течение всего периода разработки отмечается отставание закачки от текущих отборов жидкости. В итоге, накопленная добыча жидкости по данному элементу составила 701 тыс.т, текущая обводненность – 72,4%, закачка воды – 244 тыс.м³. Накопленная компенсация – 48,9%. То есть наблюдается недокомпенсация отборов закачкой воды, показатель которой почти в 2 раза меньше, чем показатель добычи жидкости, соответственно это привело к тому, что добыча нефти по элементу составила 158 тыс.т нефти, что заметно ниже средних показателей добычи по элементам. При этом стоит отметить, что в элементе также присутствует горизонтальная добывающая скважина.

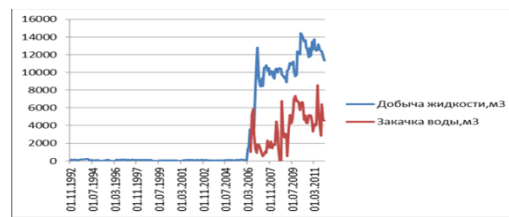


Рис. 1 Динамика добычи жидкости и закачки воды в элементе с нагнетательной скважиной 676



Рис. 2 Динамика показателя компенсации в элементе с нагнетательной скважиной 676

Для сравнения далее рассмотрим «хороший» элемент с нагнетательной скважиной 291:

По данному элементу добыча нефти была существенно выше 278 тыс.т, так как удавалось компенсировать отборы закачкой: добыча жидкости 408тыс.т,закачка воды 388 тыс. (Рис. 3, 4).

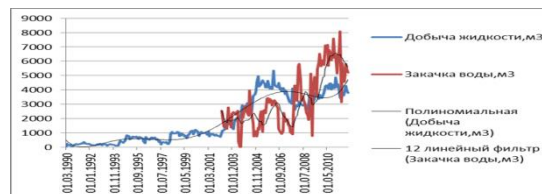


Рис. 3 Динамика добычи жидкости и закачки воды в элементе с нагнетательной скважиной 291



Рис. 4 Динамика показателя компенсации в элементе с нагнетательной скважиной 291

Для совершенствования системы разработки была создана секторная гидродинамическая модель верхнеюрских отложений Ново-Покурского месторождения. На секторной модели были рассмотрены пять вариантов с использованием девятиточечной системы разработки, отличающихся конфигурацией нагнетательной скважины:

- вертикальная нагнетательная скважина,
- вертикальная нагнетательная скважина с ГРП в начале разработки,
- вертикальная нагнетательная скважина с ГРП через пять лет после начала разработки,
- горизонтальная нагнетательная скважина,
- вертикальная нагнетательная скважин с бурением через пять лет бокового горизонтального ствола.

Согласно результатам моделирования по показателю накопленной добычи нефти оптимальным является первый вариант (471,2 тысяч тонн), несмотря на самую низкую интенсивность заводнения. Это говорит о том, что усиление системы заводнения в площадных элементах разработки нецелесообразно. Перекомпенсация отборов за счет стимулирования системы заводнения приводит к раннему обводнению и снижению нефтеотдачи.

Литература

1. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Н. Баганова, А.В. Спиридонов. – М., 2004. – 520 с.
2. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений на различных режимах: Учеб. пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 165с.

МЕТОД НАПРАВЛЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ПЛАСТА**В.В. Иванов, А.О. Суворов, Е.В. Черемных**

Научный руководитель профессор Н.П. Запивалов

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Суть рассматриваемого метода заключается в создании неравномерной, направленной естественной разгрузки в пласте за счет литостатического давления. Осуществляется это путем понижения давления в скважине и выбора определенной конструкции забоя, в результате чего в окрестности скважины возникают напряжения, которые приводят к образованию в пласте многочисленных трещин.

Эта система трещин будет являться новой сетью фильтрационных каналов с проницаемостью, значительно превосходящей естественную. Вторым важным моментом метода является поддержание требуемого давления на забое скважины в течение определенного промежутка времени. Это необходимо для более качественного растрескивания, которое происходит постепенно и распространяется вглубь пласта. Необходимые условия для инициации процесса в пласте определяются на основе предварительных испытаний керна.

Для использования метода направленной разгрузки пласта на месторождении, необходимо провести некоторые расчеты для конкретных условий данного месторождения: напряжения, необходимые для активации процесса растрескивания в окрестности скважины, величина депрессии и продолжительность ее поддержания различны для разных типов коллекторов, условий и глубины их залегания, пластового давления и ряда других факторов.

В Институте проблем механики РАН создана испытательная система трехосного независимого нагружения (ИСТНН), которая позволяет в лабораторных условиях воспроизводить на образцах породы реальные ситуации, возникающие в коллекторах нефтяных и газовых месторождений при бурении и эксплуатации скважин. Все расчеты проводятся для каждого месторождения в отдельности, что необходимо для оптимальной практической реализации описываемого метода.

Для исследований используются выпиленные из породы кубы с размером граней 4 или 5 см. На установке можно воссоздать любые напряженные состояния, возникающие в призабойной зоне пласта при бурении скважины, ее освоении и эксплуатации, а также изучать их влияние на фильтрационные свойства породы. Основное ее предназначение это - изучение деформационных, прочностных и фильтрационных характеристик пород нефтегазовых, рудных и угольных месторождений. Испытательная система состоит из силового агрегата, маслонасосной станции, блока автоматического управления и измерительно-информационной системы. Максимальные усилия при испытаниях могут достигать 2000 кг, максимальные деформации образца – 20 %. Фильтрационные характеристики (проницаемость) могут измеряться в течение всего процесса нагружения. Максимальная скорость нагружения для образца с ребром 5 см составляет 10 МПа/с. Принципиальных ограничений для минимальной скорости нагружения нет. Возможность управлять процессом нагружения по каждому из трех каналов позволяет реализовать практически любую траекторию деформирования образца, вплоть до разрушения.

Для создания в пласте напряжений достаточного уровня необходимо предварительно внести в пласт концентраторы напряжений, в качестве которых могут выступать перфорационные отверстия цилиндрической формы и большим внутренним объемом канала. Наличие таких специальных концентраторов напряжений позволяет не только инициировать процесс трещинообразования в окрестности скважины, но и сделать его значительно более интенсивным и протяженным. Порядок работ выглядит следующим образом. На первом этапе, на образцах породы из коллектора проводится физическое моделирование условий, возникающих в окрестностях скважины при увеличении депрессии для различных конструкций забоя. В процессе испытаний определяется зависимость проницаемости породы от уровня депрессии для различных конструкций забоя. Сопоставление результатов испытаний породы коллектора и расчетов позволяет выбрать оптимальную, с точки зрения увеличения дебита скважины, конструкцию забоя и уровень депрессии.

На втором этапе составляется план работ и производятся работы на скважине. Проводится дополнительная перфорация скважины. Снижается давление на забое скважины. При определенном его значении вблизи перфорационных каналов порода начинает растрескиваться. Давление на забое скважины ещё больше понижается и выдерживается некоторое время. Процесс растрескивания становится более интенсивным и распространяется достаточно далеко вглубь пласта. Зона растрескивания породы увеличивается, и захватывает "старые" перфорационные отверстия (при наличии таковых). В конце проведения работ, необходимых для растрескивания породы, давление на забое скважины повышается до эксплуатационных значений. При этом давление также повышается и внутри образовавшихся трещин, вследствие чего они не закрываются, а даже несколько раскрываются, образуя новую искусственную сеть фильтрационных каналов.

Реализация метода направленной разгрузки пласта на скважине зависит от возможностей нефтепромысла и экономической целесообразности. На нефтяных скважинах депрессия необходимого уровня и продолжительности создается с помощью струйного насоса, позволяющего с помощью комплексного геофизического прибора и геофизической станции контролировать основные параметры на забое (давление, температуру, приток) во время проведения работ. Нагнетание рабочей жидкости, в качестве которой может быть использована техническая вода или техническая нефть, осуществляется насосным агрегатом. Для создания депрессии в корпус струйного насоса на геофизическом кабеле спускается специальная депрессионная вставка с комплексным геофизическим прибором. Он посредством кабеля связан с геофизической станцией, располагающейся на поверхности. Скважина обрабатывается струйным насосом в течение определенного времени, причем возможно циклическое депрессионное воздействие путем попеременного включения и

отключения насосного агрегата. После проведения отработки скважины на депрессии с помощью специальной вставки струйного насоса можно провести гидродинамические исследования скважины.

Метод гидроразрыва и метод направленной разгрузки пласта были предложены С.А. Христиановичем. Первоначально был создан гидроразрыв, затем автор усовершенствовал его, по принципиально иному типу воздействия на пласт, до метода разгрузки пласта. Оба этих метода весьма схожи, но при этом являются полными противоположностями. Главным отличием является то, что гидроразрыв создает дополнительное напряжение в пласте, а метод направленной разгрузки – соответственно разгружает. Из-за того что пласт, во втором случае, становится менее напряженным, возникают заметные отличия в типе трещин. Система трещин будет более обширная и разнонаправленная в отличие от нагруженного пласта. Например, при гидроразрыве возникает преимущественно одна большая, протяженная трещина, во втором же случае трещин много и все они разнонаправленные, визуальными напоминающие сеть капилляров в организме. Так же при наличии высоких напряжений в пласте, трещины относительно быстро закрываются и перестают функционировать, а при разгруженном пласте эффект от трещин сохраняется достаточно долго, что является немаловажным фактом при добыче углеводородов.

При использовании метода направленной разгрузки наблюдается интересный эффект – “схлопывание” пласта. При создании в скважине депрессии на уровне 60 – 90 атмосфер проницаемость породы падает практически до нуля. Это вызвано тем, что происходит пластическое деформирование песчаников с высоким содержанием глины. При этом деформировании все фильтрационные каналы схлопываются и больше уже не могут функционировать. Данную особенность уместно использовать при добыче природного газа из угля, где часто над угленосными пластами залегают породы с большой проницаемостью. В эти породы газ может спокойно уйти и в дальнейшем безвозвратно пропасть. Но, применяя технологию схлопывания на вышележащие пласты, мы экранируем нижележащий, газосодержащий пласт. Таким образом, обеспечивается сохранность природного газа в нужных нам пластах, откуда в дальнейшем спокойно добывается.

К еще одному интересному свойству данного метода можно отнести его особенность при проведении работ в области больших глубин и высоких давлений. Чем порода более нагружена, тем она сильнее стремится сбросить свое напряжение. Этот факт дает методу основное преимущество по сравнению с другими методами в области аномальных давлений. Здесь высокие давления будут на руку исследователям – системы трещин развиваются гораздо сильнее, чем при малых, первоначальных давлениях в породе. К тому же это свойство открывает методу направленной разгрузки пласта новое применение – бурение сверхглубоких скважин. Отличие будет заключаться в том, что перфорация будет проходить не поперек скважины, а продольно.

В итоге мы видим, что метод направленной разгрузки пласта имеет ряд преимуществ. Для обеспечения его работы, на месторождениях уже присутствует практически все необходимые технологии. В связи с этим внедрение и использование этого метода будет более экономически эффективно. К тому же, метод направленной разгрузки является одним из самых бережных и щадящих способов добычи углеводородов.

Литература

1. Карев В.И. Фильтрация газоконденсатной смеси при применении метода георыхления / В. И. Карев, К. Б. Устинов // Прикладная математика и механика. – Москва, 2009. – Т. 73, вып. 5. – С. 787 – 798.
2. Климов Д. М., Коваленко Ю.Ф., Карев В.И. Реализация метода георыхления для увеличения приемистости нагнетательной скважины // Технологии ТЭК. – 2003. – № 4. – С. 59 – 64.
3. Климов Д.М. Новый подход к проблеме повышения дебитов скважин. Метод георыхления // Деловая слава России. – 2008. – Вып.4, – С. 90 – 92
4. Коваленко Ю.Ф., Карев В.И. Метод георыхления – Новый подход к проблеме повышения продуктивности скважин // Технологии ТЭК. – 2003. – № 1. – С. 31 – 35.
5. Христианович С.А. Избранные работы. Кн.1. – М.: Наука; Изд-во МФТИ, 1998. – 335 с.
6. Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф., Кулинич Ю.В., Карев В.И. Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления // Нефть и газ Евразия, – 2000. – № 2, – С. 90 – 94.
7. Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф. Об увеличении нефтеотдачи нефтяных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 6.

ИК-СПЕКТРОСКОПИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ХИМИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ АСФАЛЬТЕНОВ ИЗ НЕФТЕЙ РАЗНЫХ ТИПОВ

Д.К. Кайшибаева

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Асфальтены – высокомолекулярные компоненты нефтяных дисперсных систем, обладающие сложным строением и свойствами, которые обуславливают трудности при добыче, транспортировке и переработке тяжелого нефтяного сырья. Для оптимизации добычи нефти требуется информация об их составе и свойствах, чтобы предотвратить начало агрегирования асфальтенов, которое может привести к образованию отложений. Среди разнообразных методов изучения строения нефти и нефтепродуктов важное место занимает метод ИК-спектроскопии, основанный на поглощении, отражении и рассеивании энергии инфракрасного излучения при прохождении через вещество, и позволяющий определять функциональные группы при их качественном и количественном анализе [1].

Целью работы являлось изучение качественного состава асфальтенов методом ИК-Фурье спектроскопии. Объектами исследования служили образцы асфальтенов, выделенные из нефтей Таймурзинского, Арчинского и Усинского месторождений, различающихся по составу и физико-химическим свойствам. Образцы асфальтенов были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г.Томска. Метод инфракрасной спектроскопии (ИКС), позволяет судить о химическом составе веществ и получать экспресс-информацию о структурных группах и связях, их относительном содержании в химической структуре вещества.

Задача качественного анализа углеводородов с помощью ИК-спектров состоит в обнаружении характеристических частот соединений. Анализ с помощью ИК-спектроскопии требует малого количества вещества любой молекулярной массы в любом агрегатном состоянии. После анализа вещество сохраняется неизменным [4].

Характеристика нефтей, из которых были выделены асфальтены, представлена в табл. 1. Арчинская нефть - высокопарафинистая и смолистая, с низким содержанием асфальтенов, Усинская нефть - малопарафинистая, высокосмолистая, высоковязкая, с высоким содержанием асфальтенов, Таймурзинская нефть также высокосмолистая [2]. Характеристика Таймурзинской нефти приведена по данным [3].

ИК-спектры снимались на инфракрасном Фурье-спектрометре Nicolet iS10 корпорации Thermo Fisher Scientific (США), оснащенным приставкой нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО) с алмазным кристаллом. Параметры эксперимента: разрешение 4см-1, число сканов пробы и спектра сравнения 64, диапазон сканирования 4000-650 см-1.

Регистрация спектра сравнения проводилась непосредственно перед снятием спектра пробы. Образец асфальтенов помещался на кристалл и при тех же условиях проводилась регистрация спектра пробы. Для устранения эффектов сдвига полос поглощения и влияния длины волны на глубину проникновения в образец, которые могут возникать при использовании методики НПВО, проводилась придвинутая НПВО коррекция спектров. Для устранения наклона базовой линии проводилась ее автоматическая коррекция. После этого оценивались величины оптических плотностей функциональных групп.

Таблица 1

Элементный состав и молекулярные массы асфальтенов

Источник асфальтенов	Содержание, %					Н/С	ММ, а.е.м.
	С	Н	N	S	O		
Таймурзинская нефть	81,5	8,2	1,9	6,15	2,2	1,2	н/д
Усинская нефть	85,3	7,8	1,1	4,1	1,7	1,10	1410
Арчинская нефть	82,8	8,7	0,5	4,1	3,9	1,26	625

Отнесение полос проведено в соответствии с [1,4-6]. Во всех трех исследуемых ИК-спектрах в высокочастотной области 3200-2600 см-1 наблюдаются наиболее сильные полосы поглощения при 2920 см-1 и 2850 см-1, характеризующие валентные колебания СН метильных и метиленовых групп.

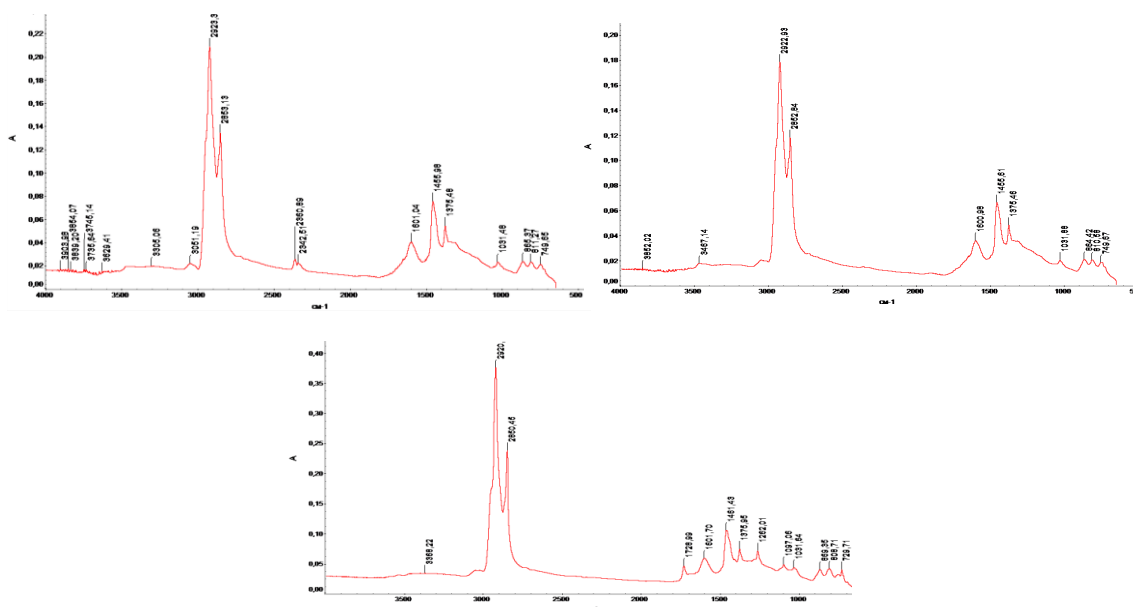


Рис. 1 ИК-спектры асфальтенов из нефтей Таймурзинского (а), Усинского (б) и Арчинского (в) месторождений

Полоса поглощения при 1600 см-1 соответствует С-С связям ароматических колец, т.е. оценивает содержание ароматической фракции, а при 1030 см-1 - сульфоксидных (SO) групп. На приведенных ИК-спектрах асфальтенов (рис.1) имеются интенсивные полосы поглощения при 1465 и 1375 см-1, характерные для валентных

колебаний С–С связей метильных групп CH_3 , CH_2CH_3 , указывающих на наличие в составе асфальтенов алкильных заместителей при небольшой их длине [1], в то время как полосы 865, 810, 750 см^{-1} связаны с деформационными колебаниями СН ароматических колец.

По виду ИК-спектров асфальтены характеризуются индивидуальными признаками. В отличие от других образцов, в ИК-спектре асфальтенов нефти Таймурзинского месторождения (рис.1а) наблюдается полоса поглощения 2360 см^{-1} , оптическая плотность которой равна 0,0246, относящаяся к тиольной функциональной группе SH [8]. Это подтверждает повышенное, по сравнению с другими образцами, содержание серы (табл. 1).

ИК-спектр асфальтенов нефти Арчинского месторождения (рис.1в) содержит ярко выраженные полосы поглощения 1730, 1262, 1097 см^{-1} , свидетельствующие о присутствии в их составе кислородсодержащих фрагментов. В частности, полоса 1730 см^{-1} характеризует карбонильные, карбоксильные группы, а полоса 1262 см^{-1} представляет связь С–О [5]. О повышенном содержании атомов кислорода в асфальтенах Арчинской нефти свидетельствует их элементный состав (табл.1). Интенсивность полос поглощения при 720-730 см^{-1} характеризует число метиленовых (CH_2) групп в парафинах [1].

Таблица 2

Соотношение оптических полос поглощения

Асфальтены	D1375/D1455	D2920/D1620-1600	D1730/D1600	D1620-1600/D750	D810/D1620-1600
таймурзинские	0,7158	5,2210	0,3161	1,9547	0,5663
усинские	0,7240	5,0037	0,3601	1,9574	0,5633
арчинские	0,7034	6,4833	0,7674	1,8555	0,6920

Таблица 3

Нормированные значения оптических плотностей

Асфальтены	D1030/D1455-1460	D1600/D1455-1460	D1730/D1455-1460	D865/D1455-1460	D810/D1455-1460	D750/D1455-1460	D730/D1455-1460
таймурзинские	0,3010	0,5338	0,1687	0,3076	0,3023	0,2731	0,2196
усинские	0,2998	0,5393	0,1942	0,3067	0,3037	0,2755	0,2185
арчинские	0,4060	0,5577	0,4279	0,3723	0,3859	0,3005	0,3722

Анализ соотношений оптических плотностей полос поглощения (табл. 2) показывает, что коэффициент разветвленности структур D1375/D1455 меньше для образца асфальтенов Арчинской нефти в сравнении с другими образцами. Также он содержит больше парафиновых структур, что подтверждает коэффициент D730/D1455-1460, равный 0,3722, и характеризующий их условное содержание. Соотношение D810/D1620-1600, равное 0,6920, свидетельствует о том, что ароматические структуры образца асфальтенов Арчинской нефти обладают меньшей степенью конденсированности, что подтверждает меньшее значение молекулярной массы асфальтенов (табл.1).

Нормированные значения оптической плотности (табл.3) свидетельствуют о том, что арчинский образец содержит больше сернистых соединений SO (значение коэффициента равно 0,4).

В отличие от остальных образцов, его можно охарактеризовать коэффициентом окисленности D1730/D1455-1460, равным 0,4279. Таким образом, согласно результатам ИК-спектроскопии, химическая структура асфальтенов представлена ароматическими, алифатическими структурами, кислород- и серосодержащими функциональными группами. Полученные результаты коррелируют с данными по агрегированию асфальтенов в модельной системе асфальтены - толуол, имитирующей нефть [7].

Пороговая концентрация н-гептана, как осадителя, при которой начинается агрегация асфальтенов из Арчинской нефти, составляет 65% масс. против 42% масс. для асфальтенов из Усинской нефти. Более высокая устойчивость модельной системы с асфальтенами высокопарафинистой нефти связана с их структурными особенностями, установленными по ИК-спектрам, обуславливающими более слабые межмолекулярные взаимодействия: меньшей степенью конденсированности ароматических колец, более длинными парафиновыми заместителями, меньшей молекулярной массой по сравнению с асфальтенами высоковязкой Усинской нефти. Процесс агрегации асфальтенов, выделенных из разных нефтей, протекает с различной скоростью.

Результаты исследований [7] показали, что асфальтены высокопарафинистой Арчинской нефти агрегируют с большей скоростью, что может быть обусловлено ролью кислородсодержащих групп, которые участвуют в образовании водородных связей между макромолекулами асфальтенов.

Можно предположить, что на скорость процесса агрегации асфальтенов влияет степень ароматичности и содержание гетероэлементов.

Увеличение степени конденсированности ароматических фрагментов в структуре асфальтенов повышает склонность к межмолекулярному взаимодействию. Следствием этого можно считать тот факт, установленный [7], что при высоких концентрациях осадителя размер частиц асфальтенов Усинской нефти при времени агрегации 60 мин больше на 100нм, чем размер частиц асфальтенов Арчинской нефти.

Литература

1. Абдрафикова И.М. Исследование состава асфальтенов и продуктов их фракционирования методом ИК-Фурье спектроскопии /Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П., Вандюкова И.И.// Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2011. – №9. – С.179 – 183.
2. Бешагина Е.В., Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В. Кристаллизация нефтяных парафинов в присутствии поверхностно-активных веществ //режим доступа: <http://www.ogbus.ru/authors/Beshagina/Beshaginal.pdf>.
3. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефти//Известия Томского политехнического университета: – Томск, 2006. – № 4. – С. 104 – 109.
4. Рябов В.Д. Химия нефти и газа. – М.: ИД «ФОРУМ», 2009. – 336 с.
5. Савельева А.В., Иванов А.А., Юдина Н.В., Ломовский О.И. Лигнонефтяные композиции на основе механоактивированного лигнина// Материалы 6-ой Всероссийской научно-практической конференции "Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа", 2013.
6. Современные методы исследования нефтей (справочно-методическое пособие) /под ред. Богомолова А.И., Темянюк М.Б., Хотынцевой Л.И. – Л.: Недра, 1984. – 431с.
7. Чеканцева Л.В., Горшков А.М., Шишмина Л.В., Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Мальцева Е.В. Влияние агрегации асфальтенов на реологические свойства нефти// Журнал прикладной химии. – М., 2013. – Т. 86, – №9. – С.1401 – 1407.
8. Abdulwahab S.Almusallam, Mohamed Shaaban, Krishna Nettem, Mohamed A.Fahim. Delayed aggregation of asphaltenes in presence of alcohols by dynamic light scattering// Journal of dispersion and Technolofy, 2013. – № 34. – С.809 – 817.

**ПРИМЕНЕНИЕ КРАТКОВРЕМЕННОГО ПЕРИОДИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ
УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА СКВАЖИНАХ ГОРШКОВСКОЙ
ПЛОЩАДИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

О.С. Калафат

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

23 июля 2013 года президент России В.В. Путин подписал Федеральный закон № 213-ФЗ "О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе". Данные изменения касаются введения поправочных коэффициентов, характеризующих степень сложности добычи нефти, и направлены на стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и создание возможности экономически рентабельной эксплуатации месторождений. Например, при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2^{10-3} мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров, значение НДПИ должно быть умножено на 0,4 [1]. Однако при показателе проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм², рассчитывать на высокие или даже средние значения дебитов скважин не приходится. Примером может служить Горшковская площадь северной части Приобского месторождения. При значениях проницаемости менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и расчлененности пласта дебиты скважин после выхода на установившийся режим составляют от 12 до 25 м³/сут. Поскольку месторождение расположено в пойме реки, это накладывает ряд ограничений на строительство объектов на кустовых площадках месторождения, поэтому единственным экологически и экономически обоснованным методом для эксплуатации данных скважин является механизированный способ добычи нефти с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Вместе с низкими дебитами скважины Горшковской площади Приобского месторождения имеют ряд факторов, которые мешают нормальной работе УЭЦН: механические примеси, соли, асфальто-смолисто-парафиновые отложения (АСПО). При эксплуатации УЭЦН производительностью 15, 20 и 25 м³/сут данные факторы имеют решающее влияние наработку оборудования, ввиду малого проходного сечения насоса. Примером может служить скважина № 9854 куста 219 Приобского месторождения, которая при потенциальном дебите 16 м³/сут, и эксплуатацией в постоянном режиме с помощью ВНН-15, ВНН-20, ВНН-24, имела 4 ремонта за скользящий год. При эксплуатации скважин, оборудованных установкой электроцентробежного насоса, выделяют два основных режима эксплуатации – постоянный и периодический режим. Периодический режим работы УЭЦН (АПВ) устанавливается в скважинах, эксплуатация которых по некоторым причинам в постоянном режиме невозможна. Основными причинами работы в периодическом режиме являются:

- 1) Несоответствие характеристики скважины характеристике насоса (ошибка в выборе типоразмера УЭЦН);
- 2) Осложняющие факторы, которые не позволяют эксплуатировать УЭЦН в постоянном режиме;
- 3) Снижение влияния системы поддержания пластового давления окружающих скважин (снижение пластового давления в скважине);
- 4) Засорение призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации или после текущего и капитального ремонта (снижение коэффициента продуктивности) – снижение забойного давления в скважине в процессе эксплуатации;
- 5) Выход на псевдоустановившийся режим работы скважины после геолого-технических мероприятий.

Метод кратковременного периодического режима (КПР) является одним из видов эксплуатации УЭЦН в периодическом режиме. Применяется на скважинах с технологическим потенциалом объема жидкости 25 и менее м³ в сутки, не позволяющим эксплуатировать УЭЦН малой производительности (50 и менее м³ в сутки) в постоянном режиме с целью извлечения максимально возможного объема жидкости при снижении влияния

отрицательных факторов солеотложения и засорения механическими примесями. Эксплуатация УЭЦН с использованием метода КПП возможна только после проведения подземного ремонта скважины с заменой на соответствующее расчётное подземное оборудование, с обязательным соблюдением следующих критериев:

1) скважина-кандидат имеет технологический потенциал по объёму жидкости 25 и менее м³ в сутки, приток менее расчётного для охлаждения погружного электродвигателя;

2) скважина-кандидат находится в часто-ремнтируемом фонде по причинам солеотложения и засорения механическими примесями (из-за малого объёма проходных каналов насоса) [2].

Опыт применения данного метода на эксплуатационном фонде Приобского месторождения позволил сформировать следующие требования по подбору и эксплуатации УЭЦН:

а) подбор УЭЦН большей производительности: 60-100 м³ в сутки в соотношении не менее 1:4 ожидаемого дебита к номинальной производительности УЭЦН;

б) планирование преимущественно УЭЦН 5А габарита (при условии отсутствия ограничения по внутреннему диаметру эксплуатационной колонны);

в) обеспечение комплектации УЭЦН погружным датчиком телеметрии;

г) обеспечение комплектации УЭЦН обратными клапанами повышенной герметичности для предотвращения слива жидкости из насосо-компрессорных труб при остановке УЭЦН;

д) обеспечение комплектации наземного электрооборудования УЭЦН станцией управления оборудованной устройством плавного пуска;

е) обеспечение проведения суточного замера по замерной установке (для определения истинного дебита скважины).

Режим работы и накопления для каждой скважины определяется индивидуально с последующей корректировкой. Оптимальным режимом является программа работы 10 – 15 минут в 1-часовом цикле. Выбор времени работы УЭЦН должен обеспечивать снижение давления на приёме на 2 – 4 атм. от давления при запуске.

В настоящее время на Приобском месторождении более 300 скважин работают в КПП, из них около 230 скважин на Горшковской площади. Применение метода КПП, нацеленное на максимальный уровень добычи, позволило снизить средневзвешенное забойное давление в скважинах с 52 (при эксплуатации в АПВ) до 34 атм. (рис.1).

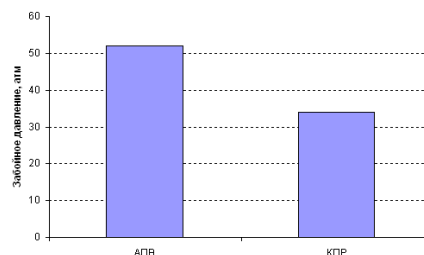


Рис. 1 Изменение забойного давления при переводе из АПВ в КПП

Результатом этого является среднее увеличение добычи жидкости на скважину при переводе из АПВ в КПП более чем на 25% (рис. 2).

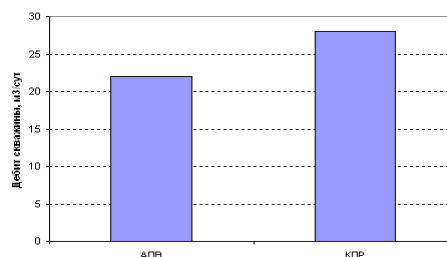


Рис. 2 Изменение дебита скважин при переводе из АПВ в КПП

Опыт применения метода кратковременного периодического режима работа скважин на Горшковской площади Приобского месторождения позволяет сделать вывод, что при эксплуатации низкодебитного осложненного фонда УЭЦН, эксплуатации которого в постоянном режиме невозможна, КПП является наиболее выгодным методом, потому что позволяет снизить влияние осложняющих факторов на работу УЭЦН и добиться максимального уровня добычи, соизмеримым с уровнем добычи в постоянном режиме.

Литература

1. Федеральный закон от 23.07.2013 N 213-ФЗ "О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе"// "Российская газета". – М., 26.07.2013. – N 163. – Режим доступа: [Консультант плюс]. – Загл. с экрана.

2. Методические указания по работе с периодическим фондом УЭЦН// Методические указания ООО «РН-Юганскнефтегаз» № П1-1.02. М-0008 ЮЛ-099, – Нефтеюганск, 2013. – 17 с.

ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА УДЕРЖАНИЯ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Е.Ф. Канчар, Р.А. Везеничев

Научный руководитель доцент П.В. Пятибратов

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Циклическое заводнение является эффективным методом разработки пластов неоднородных по толщине. Однако, при гидродинамическом моделировании этого механизма воздействия на пласт, возникает сложность, так как при традиционных методах расчёта циклического заводнения используются эмпирические параметры, которые невозможно заложить в модель. К таким параметрам относится коэффициент удержания, который во многом характеризует эффективность данного метода. В представленной статье будут рассмотрены суть коэффициента удержания и возможный способ его обоснования за счёт явлений гистерезиса капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей. Технология циклического заводнения предусматривает два этапа: на первом происходит интенсивное нагнетание воды, при этом в основном действуют упругие силы, на втором нагнетательные скважины останавливаются, и возрастает влияние капиллярных сил.

Рассмотрим модель из двух гидродинамически связанных между собой пластов, проницаемость которых различается более чем в 4-5 раз. Во время первого полуцикла, в результате нагнетания давление в низкопроницаемом пласте будет возрастать медленнее, чем в высокопроницаемом. Таким образом, на начало второго полуцикла возникнет некоторый перепад давления, под действием которого жидкость устремится из высокопроницаемого пласта в низкопроницаемый. При этом скажется разность капиллярного давления для смачивающей и несмачивающей фаз. Условно, поры низкопроницаемого пласта будут принимать и удерживать только смачивающую фазу (воду), вытесняя несмачивающую нефть. Коэффициент удержания равен отношению объёма воды удерживаемой в порах после второго полуцикла, ко всему объёму воды, попавшему в низкопроницаемый пласт на втором полуцикле [3]. Процессы, происходящие на втором полуцикле, можно описать через изменение капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей (ОФП), при внедрении воды в низкопроницаемый коллектор. Процесс течения смачивающей фазы в низкопроницаемый пласт можно описать через гистерезис капиллярного давления, а удержание воды - через гистерезис ОФП.

Эти процессы основаны на явлении смачиваемости. Смачиваемость – результат взаимодействия между молекулами смачивающей фазы и смачиваемой поверхности, а значит на смачиваемость определённой жидкостью (например, водой), влияет состав и строение породы. Говоря о нефтяном пласте, можно перейти к понятиям гидрофильности и гидрофобности. Пласт являющийся по своему составу и структуре гидрофильным при насыщении нефтью может стать гидрофобным или менее гидрофильным. Нефтяные месторождения образуются в результате миграции нефти из нефтематеринских пород в коллектора-ловушки, которые изначально являются гидрофильными и насыщенными водой. Поэтому для данного случая речь идёт скорее о смешанной смачиваемости. [1], [2]. Таким образом, смачиваемость породы сначала меняется при образовании месторождения, а затем в процессе фильтрации флюида.

Изменения смачиваемости в свою очередь приводят к изменению капиллярного давления и ОФП. Это изменение носит сложный характер, выраженный в явлении гистерезиса. Условно гистерезис можно разделить на два вида: 1. зависящий от нагнетаемой жидкости, 2. зависящий от цикла нагнетания [4].

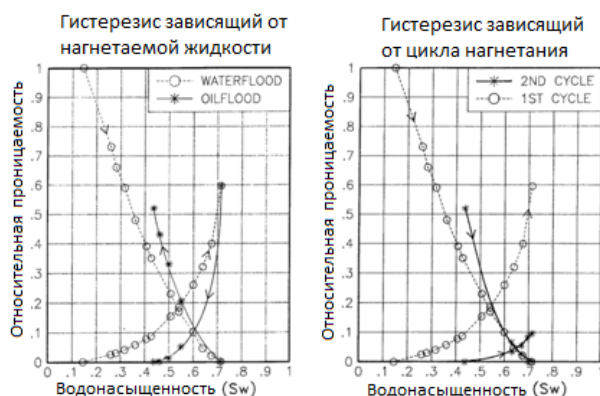


Рис. Виды гистерезиса ОФП

Первый тип гистерезиса отражает изменение относительных фазовых проницаемостей, в зависимости от нагнетаемой жидкости (вода/нефть), второй – изменение ОФП и критической водонасыщенности в зависимости от количества циклов нагнетания. На рисунке первый график показывает ОФП при нагнетании воды, а затем нефти, второй – снова нагнетание воды в тот же образец. Как видно, значение остаточной

водонасыщенности увеличилось и можно предположить что оно будет продолжать увеличиваться с каждым циклом асимптотически стремясь к какому-то значению. Данные зависимости даны для керна, являющегося изначально преимущественно гидрофобным, однако уже на втором цикле он стал преимущественно гидрофильным. Стало быть, увеличение значения остаточной водонасыщенности связано с изменением смачиваемости коллектора.

Если говорить о циклическом заводнении, то данный механизм предположительно должен работать при пропитке низкопроницаемого пласта (насыщенного нефтью), попадая в который, вода меняет смачиваемость пласта и удерживается там. Такой процесс характерен для гидрофобного коллектора, но как говорилось выше в пласте мы имеем дело со смешанной смачиваемостью, так как коллектор насыщенный нефтью становится более гидрофобным. А значит, такие явления могут происходить при циклическом заводнении.

Данное описание процессов происходящих в пласте позволяет обосновать коэффициент удержания воды, который применяется при расчётах циклического заводнения, а также даёт возможность смоделировать его с помощью функций гистерезиса заложенных во многих гидродинамических симуляторах.

Литература

1. Ваэль Абдалла, Джил С. Бакли «Основы смачиваемости», Нефтегазовое обозрение, – М., 2007. – С. 62
2. Сургучёв М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические процессы в нефтегазаносных пластах, М. Недра, 1984. – С. 46 – 47
3. Шарбатова И.Н., Сургучёв М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: «Недра», 1988. – С. 12 – 13
4. Jeffrey T. Hawkins, Andre J. Bouchard «Reservoir-Engineering Implications of Capillary-Pressure and Relative-Permeability Hysteresis», The Log Analyst, July-AugUst, 1992. – 417 с.

ТРУДНОСТИ ПРИ СОЗДАНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Е.Г. Карпова

Научный руководитель доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидродинамические исследования пластов и скважин (ГДИ) играют важную роль в комплексном решении задач рациональной разработки месторождений. Достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств нефтяных пластов по материалам гидродинамических исследований отражается на результатах построения геолого-гидродинамической модели, на проектировании разработки и на эффективности контроля за разработкой.

В последние годы область задач, решаемых с помощью гидродинамических исследований, значительно расширилась. Это связано с появлением высокоточной измерительной техники и программного обеспечения, основанного на использовании банка численных и аналитических решений для различных моделей пласта и скважины. Современные методы обработки результатов исследований позволяют не только определять фильтрационные параметры пласта, но и уточнять геологическое строение залежи, выявлять различные границы в пласте, определять характер притока жидкости в скважину и др.

В целом развитие ГДИ приводит к увеличению объема информационного обеспечения проектирования разработки. Появление нового класса задач, решаемых с помощью ГДИ, должно сопровождаться отдельным изучением точности их решений. Однако, на практике, вопросам достоверности результатов ГДИ уделяется недостаточное внимание [1].

Стандарты и регламенты проведения ГДИ, как правило, не могут быть универсальными для всех месторождений, что касается технических, технологических аспектов и методов интерпретации. Перед проведением ГДИ любого объекта всегда появляется задача получения в условиях его разработки качественного исходного материала, который в дальнейшем должен быть объективно интерпретирован. Технология ГДИ может корректироваться по мере поступления информации.

Современный этап развития технологий характеризуется широкомасштабным внедрением информационных систем практически на всех уровнях производства. Это ведет к быстрому накоплению больших объемов информации. Особенностью гидродинамических исследований скважин является то, что они направлены на изучение сложной, скрытой от непосредственного наблюдения, природной системы - нефтяного или газового пласта. При этом следует учитывать не только процессы, протекающие в пласте, но и происходящие в стволе скважины. По этой причине оказывается, что получаемой информации чаще всего недостаточно для однозначного ответа на все вопросы, интересующие технологов по разработке месторождений. Более того, нередко полученные различными методами результаты оказываются противоречащими друг другу. В этих условиях возникает необходимость искать новые подходы для обработки результатов гидродинамических исследований [2].

Наибольшие трудности при создании гидродинамических моделей пластов связаны с определением профиля вертикального распределения проницаемости в скважинах. Известные методы макромасштабного (поинтервального) определения проницаемости – опробование пласта испытателем на кабеле, оценка по данным геофизических исследований скважин (ГИС), детальная расходометрия – дают скорее относительную, чем абсолютную информацию [1]. Эти методы позволяют определить, какой интервал имеет большую

проницаемость, а какой – меньшую. Однако количественные оценки, получаемые с их помощью, являются весьма приближенными и, что самое главное, плохо согласуются с мегамасштабными, т.е. средними по разрезу пласта оценками проницаемости, получаемыми с помощью гидродинамических исследований скважин (ГДИС) или по данным ее нормальной эксплуатации. В случае наиболее распространенного источника информации – геофизических исследований скважин – они связаны с тем, что методы ГИС по своей физической сущности дают возможность определить объемные параметры (пористость, насыщенность), но не динамические (проницаемость). Эмпирические зависимости типа пористость – проницаемость или более сложные алгоритмы (множественные регрессии, нейронные сети), связывающие проницаемость с измеряемыми по результатам ГИС объемными характеристиками, дают количественные оценки с большой погрешностью.

Несмотря на указанные проблемы, существующие методы поинтервальной оценки проницаемости (в частности, методы, основанные на данных ГИС) весьма полезны, поскольку они выполняют очень важную функцию компаратора, т.е. инструмента для сравнения и ранжирования различных интервалов по проницаемости. Для построения количественно адекватного профиля вертикального распределения проницаемости необходимо решить задачу интегрирования в единую модель разнородных данных, полученных от различных источников информации (анализ керна, испытание пластов, расходомерия, ГИС) при измерениях на различных (макро- и мега-) масштабах [1].

Корректировка значений проницаемости путем умножения на поправочный коэффициент позволяет добиться хорошего соответствия расчетной производительности скважины реальной. Однако одновременно решить таким же способом и задачу адекватного описания характеристик вытеснения нефти из пласта (например, корректного расчета динамики обводнения продукции скважины) невозможно. Причину этого можно понять, если рассмотреть проницаемость интервалов пласта как случайную величину, функция распределения которой (обычно принимаемая логнормальной) зависит от двух параметров – среднего значения (математического ожидания) и «размаха» отклонений от среднего значения (дисперсии). Дисперсия определяет степень вертикальной неоднородности пласта и, в частности, вид характеристики вытеснения нефти водой [3,4].

Умножение значений проницаемости на поправочный коэффициент эквивалентно сдвигу функции распределения по оси «логарифм проницаемости». Этот сдвиг позволяет добиться желаемого значения средней проницаемости, однако «размах» кривой распределения проницаемости при этом остается неконтролируемым, в связи с чем, желаемых показателей неоднородности добиться не удастся.

С помощью метода корректировки значений проницаемости, возможно достичь желаемого вида функции распределения с заданными характеристиками – математическим ожиданием и дисперсией. Этот метод основан на результатах теории порядковых статистик [5, 6] и возможности восстановления проницаемости в ранжированной выборке при наличии априорной информации о виде функции распределения. Предполагается, что ранжирование интервалов пласта по проницаемости проводится с помощью ГИС.

Математическое ожидание можно определять по данным ГДИС или нормальной эксплуатации скважин, а дисперсию – из анализа выборок керна или по динамике обводнения продукции.

Одним из основных преимуществ данного подхода является существенное ускорение процесса адаптации 3D гидродинамических моделей к истории разработки и повышение устойчивости результатов за счет того, что уже первое приближение к оценке поля проницаемости (на этапе инициализации модели) оказывается максимально приближенным к истинному распределению фильтрационных свойств пласта. Это обеспечивается использованием при инициализации модели сразу всей имеющейся лабораторной и промысловой информации, включая исторические данные о динамике добычи нефти и других флюидов [7, 8].

Литература

1. Косентини Л. Системные подходы к изучению пластов. – М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 400 с.
2. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. – М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 668 с.
3. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. – М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 652 с.
4. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists// J.L. Jensen, P.W.M. Corbett, L.W. Lake, D.J. Gaggin /Elsevier, 2000. – 362 p.
5. Ефимов А.Н. Порядковые статистики – их свойства и приложения. – М.: Знание, 1980. – 64 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 368 с.
7. Willhite G.P. Waterflooding// SPE Textbook Series, 1986. – 365p.
8. Dykstra H., Parsons R.L. The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding // Secondary Recovery of Oil in the United States, 1948 API Spring Meeting, Los Angeles, May.

РАЗРАБОТКА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ

Ю.Ю. Колдырев

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г.Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Россия обладает значительными ресурсами нефти. По данным министерства энергетики РФ, на долю нефти приходится 38% потребляемой энергии России, т.е. 518,0 млн. т (по данным на 2012 г.)[8]. Вместе с тем, начальные запасы нефти уже выработаны более чем на 50 процентов, в европейской части - на 65 процентов, в

том числе в Урало-Поволжье - более чем на 70 процентов. Многие месторождения Западной Сибири переходят на последний этап разработки. Степень выработанности запасов крупных активно осваиваемых месторождений приближается к 60 процентам. Постоянно увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, составляющая для основных нефтедобывающих компаний от 30 до 65 процентов[10]. В то же время ежегодное энергопотребление растет по прогнозу Международного энергетического агентства, к 2030 году ожидается увеличение мирового потребления нефти по сравнению с 2000г. в 2 – 2,2 раза, а газа – в 3 – 3,2 раза[2].

Чтобы обеспечить объемы добычи нефти и газа в соответствии с нуждами, необходимо вводить в эксплуатацию новые месторождения. Наряду с главными задачами стратегического развития минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса РФ на период до 2030 года стоит повышение активности геологического освоения новых территорий и акваторий[10]. Главным образом это связано с восточными районами и континентальным шельфом арктических и дальневосточных морей. Именно эти районы считаются наиболее перспективными по начальным извлекаемым запасам углеводородов. Оцениваются они в 13млрд. тонн нефти и 79 млрд. тонн газа[10]. Следует учитывать, что морская нефть в общем объеме добываемой нефти в мире составляет уже более 40 процентов, а продуктивность скважин на месторождениях шельфа значительно выше, чем на суше (в среднем 450 т/сутки)[2].

Применительно к России, наиболее изученными и подготовленными к освоению являются шельфы Охотского и Каспийского морей. В российском секторе Каспийского моря месторождения расположены в пределах лицензионного блока «Северный» и разрабатываются компанией «ЛУКОЙЛ». При этом на одном из них – имени Юрия Корчагина, открытом еще в 2000-ом, – промышленная добыча началась в 2010 году[5]. Суммарные запасы Сахалинского шельфа, по предварительным подсчетам, оцениваются в 4 млрд. тонн нефти[3]. В настоящее время, выделено шесть лицензионных участков под геологическое изучение и разработку месторождений — так называемые проекты «Сахалин-1-6». Два проекта «Сахалин 1» и «Сахалин-2» уже ведут промышленную добычу нефти и газа. В рамках проекта «Сахалин -1» предусмотрена разработка нефти и газа на северо-восточном шельфе острова Сахалин. Объем извлекаемых запасов оценивается в 2,3 млрд. баррелей нефти (307 млн. тонн) и 17,1 трлн. куб. футов природного газа (485 млрд. куб. м)[6]. Проект «Сахалин -2» предусматривает разработку двух шельфовых месторождений: Пильтун-Астохского и Лунского. Общие запасы составляют 600 млрд куб. м газа и 170 млн т нефти и конденсата[7].

Кроме того, арктический шельф — крупный и до настоящего времени практически не использованный резерв нефтегазовой промышленности России. В настоящее время основными проектами здесь являются:

Штокмановское месторождение в Баренцевом море;

Приразломное и Долгинское месторождения в Печорском море;

Северо-Каменномысское и Каменномысское-море месторождения в акваториях Обской и Тазовской губ.

Основными объектами обустройства шельфовых месторождений являются плавучие платформы или морские плавучие буровые установки. Платформа обеспечивает бурение скважин, добычу нефти и газа, а также их хранение и отгрузку. Помимо всех технических сложностей, связанных с эксплуатации нефтяной платформы, строительство одной морской платформы может обойтись в 200 млн. \$ (морская ледостойкая)[1], не включая расходы на подводные коммуникации и обеспечение экологической безопасности.

Специально для проекта «Сахалин-1» спроектирована наземная буровая установка «Ястреб», которая является одной из наиболее мощных наземных буровых установок в отрасли. Она предназначена для бурения с берега скважин с большим отходом забоя от вертикали (БОВ), позволяющая с суши достигать нефтегазоносных пластов в море.

Шесть из десяти самых длинных скважин в мире на сегодняшний день пробурены на месторождениях Чайво и Одопту. Самая протяженная из них – скважина Z-42, протяженность ствола которой составила 12 700 метров при отходе забоя от вертикали на 11 739 метров [9]. На строительство этой скважины потребовалось 73 дня, при этом была достигнута высокая точность проводки - забой скважины находился в пределах 4 метров от запланированной отметки. В настоящее время двенадцатью скважинами, пробуренными по технологии с большим отходом от вертикали, ведется промышленная добыча нефти с шельфовых месторождений о. Сахалина Чайво и Одопту-море, объемами 1600м³ безводной нефти ежедневно[1].

Главным преимуществом технологии остается сравнительно низкая себестоимость реализации и эксплуатации. Разработка месторождений с помощью наклонно-направленных скважин обходится значительно дешевле (в 4 – 5 раз)[4], чем при добыче с ледостойких стационарных платформ, при этом их эксплуатация может вестись круглый год (в отличие от морских буровых установок в замерзающих морских акваториях) при соблюдении природоохранных требований. Также, технология позволяет проводить разработку морских месторождений, удаленных от берега на 5-10 км, отказавшись от создания искусственных островов, и минимизировать количество платформ, необходимых для реализации оффшорных проектов. Суть метода бурения скважин с большим отклонением от вертикали (БОВ) раскрыта в самом названии - сначала бурится вертикальный участок скважины, которая затем изменяет направление, становится горизонтальной и вскрывает подземный пласт, содержащий углеводороды. Во время проектирования скважин БОВ требуется детально проанализировать большое количество различных критериев. Ключевые моменты – конечный геометрический профиль и планируемая траектория скважины, особенно секция набора параметров. Эта секция должна быть спланирована таким образом, чтобы обеспечить минимальную извилистость и «гладкий» ствол скважины, параметры, которые играют важную роль для окончательного строительства скважины и возможности осуществления спуско-подъемных операций (СПО) бурильных, обсадных труб и забойного оборудования. Другие факторы, которые необходимо принять во внимание,- это стабильность стенок ствола скважины,

циркуляционная плотность промывочной жидкости, геологическая проводка скважины в наилучшей зоне пласта и мониторинг параметров бурения и свойств призабойной зоны в режиме реального времени.

Конструкция наклонно-направленной скважины выбирается исходя из условий предотвращения осложнений в процессе бурения. Для разработки северного купола месторождения Одопту-море с берега было пробурено 11 скважин. По коэффициенту сложности (отношение горизонтального отхода к вертикальной глубине), в интервале 3 – 4, что характеризует их как сложные скважины[1].

Верхняя неустойчивая часть ствола скважин (пески), где возможно поступление в скважину морской воды, до глубины 100 – 150 м перекрывается кондуктором. Ствол скважины под кондуктор бурится на глубину 90-130 м. При этом ниже кондуктора не имеется зон с условиями бурения, несовместимыми по градиентам давлений столба бурового раствора. Чтобы исключить грифообразование (при газонефтепроявлениях с открытым фонтанированием), в ствол предусмотрен спуск промежуточной колонны, которая цементируется до устья. Глубина спуска определяется из условия исключения возможности разрыва слабо цементированных песков под башмаком кондуктора после полного замещения бурового раствора в скважине герметизации устья. В скважинах с большими углами наклона бурения длинного открытого ствола сопровождается желообразованием с последующими возможными прихватами бурильных колонн в процессе бурения и обсадных колонн при их спуске. Во избежание этого, выход из-под башмака предыдущей колонны ограничивается по длине, что достигается спуском второй промежуточной колонны в ствол, на глубину 400 – 6400 м. Спуск второй промежуточной колонны повышает гарантии успешного спуска эксплуатационной колонны до проектной глубины в горизонтальном стволе. Эксплуатационную колонну и предшествующее ей промежуточную колонну связывает герметичное соединение (рис.).

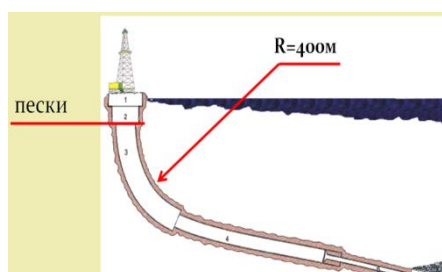


Рис. Конструкция скважины с большим отходом забоя от вертикали

Профиль скважины принято делить на несколько интервалов (оптимальный вариант - девять), основные достоинства профиля – возможность получить максимальное отклонение от вертикали, при относительной простоте реализации. Исходя из условий последующей эксплуатации, в целях обеспечения проходимости колонн, принимается большой радиус искривления, равный примерно 400м. При бурении горизонтальных скважин все операции подчинены решению основной задачи – получения качественно обсаженного ствола, проведенного по заданной траектории. В процессе бурения постоянно производится корректировка проектного профиля.

Использование технологии целесообразно не только при разработке месторождений шельфовых зон. Метод бурения скважины с БОВ являются экономически эффективными в ряде других случаев. Проекты могут применяться для добычи нефти, для решения экологических проблем или на территориях со слаборазвитой инфраструктурой. Применение технологии позволит с существующих буровых площадок достигать тех участков месторождения, для разработки которых в противном случае потребовалось бы оборудовать новые буровые площадки; увеличение добычи на сложных заводненных месторождениях - обеспечивает возможность разбуривания залежей под озерами и реками, например, под озером Самотлор.

Технология бурения скважин с БОВ будет применяться при разработке новых месторождений в Баренцевом и Каспийском морях, на о.Сахалин и в Восточной Сибири. Скважины с большим отходом ствола от вертикали позволяет снизить затраты на ввод в эксплуатацию месторождений, а также увеличить продолжительность эффективной эксплуатации уже существующих объектов нефтеотдачи. Для шельфовых и скрытых под водоёмами месторождений, малоудаленных от берега технология БОВ – это прямая альтернатива использованию крупных морских сооружений. Требуется меньшее количество трубопроводов, сокращается количество единиц дорогостоящего подводного оборудования, снижается количество обслуживающего персонала.

Модернизация технологий, увеличение знаний и опыта персонала позволит постепенно увеличивать скорость бурения и одновременно снижать себестоимость скважин, расширять области применения метода. Уже сейчас технология БОВ позволяет вести переоценку вариантов разработки месторождений. Ранее считавшиеся экономически невыгодными месторождения могут быть признаны целесообразными к разработке. Таким образом, применение передовой технологии бурения скважин БОВ для работ по проекту является крупным шагом в нефтегазовой промышленности, позволяющим осуществлять разработку запасов углеводородного сырья наиболее экономически эффективными, рациональными способами, не нарушая при этом принципов безопасности и охраны окружающей среды в экологически чувствительных районах.

Литература

1. Валитов Р.А., Исмаков Р.А. Технология проводки горизонтальных скважин на примере месторождения Одопту-Море//Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. – Уфа. – 2004. – № 2, – С. 61 – 66.
2. Запывалов Н. П. Нефтегазоносность акваторий мира: Учебное пособие / Новосибир. гос. ун-т. – Новосибирск, 2009. –260 с.
3. Коблов Э.Г., Харахинов В.В..Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. –М.: Научный мир, 1997.198 с.
4. В.Чубриков, Б.Сатклифф, Д.Уотсон, К.Фицпатрик. Бурение с большим удалением забоя от вертикали//Российские Нефтегазовые Технологии: научно-технический журнал, – 2009. – №17, – С.38 – 56.
5. Лукойл начинает отгрузку нефти с месторождения Юрия Корчагина. Пресс-релиз от 12.10.2010.: [Электронный ресурс] // ОАО "ЛУКОЙЛ" URL: <http://www.lukoil.ru/press.asp/> (Дата обращения: 10.03.2014).
6. Общие сведения: [Электронный ресурс]// Сахалин Энерджи,2014. URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/company/overview.wbp/> (Дата обращения:10.03.2014).
7. Сахалин-2: [Электронный ресурс] //ОАО «Газпром», М., 2003 – 2014. RL:<http://www.gazprom.ru/about/production/projects/ing/sakhalin2/> (Дата обращения: 01.03.2014).
8. Статистическая информация: [Электронный ресурс] //Министерство Энергетики Российской Федерации. М.,2008-2014. URL:<http://minenergo.gov.ru/activity/statistic/>. (Дата обращения: 07.03.2014).
9. Эксон Нефтегаз Лимитед: оператор проекта «Сахалин-1»: [Электронный ресурс] // Корпорация «Эксон Мобил», 2003-2010.– URL: <http://www.sakhalin-1.ru/Sakhalin/Russia-Russian/Upstream/default.aspx> / (Дата обращения: 01.03.2014).
10. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: [Электронный ресурс] //Министерство Энергетики Российской Федерации. – М.,2008-2014. URL: <http://minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy/>. (Дата обращения: 07.03.2014).

**РЕАНИМАЦИЯ НИЗКОДЕБИТНЫХ И БЕЗДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН ПУТЕМ ЗАРЕЗКИ
БОКОВЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК**

Н.К. Костадинов

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большая часть месторождений Западной Сибири находятся на заключительной стадии разработки, дебит в скважинах снижается и, после падения ниже определенного уровня, дальнейшая эксплуатация этих скважин будет не рентабельной, и поэтому такие скважины консервируются. Также как и законсервированные, разведочные скважины, пробуренные еще в 60-х годах 20 века, ждут новых технологий по извлечению нефти, отсутствующих в то время, так и современные истощенные скважины ожидают того же. Таким средством является резка боковых и горизонтальных стволов с помощью колтюбинговых установок. Как показывает практика, совершенствование технологии бурения увеличило число скважин, из которых можно бурить боковые стволы с короткими и средними радиусами кривизны, а также разветвленные стволы, применяя бурильные колонны гибких труб.

Характер дренажной зоны	Траектория скважины		Зона естественной трещиноватости	Пересекать вертикали и горизонт. трещины	**
	Наклонные скважины	Горизонтальные скважины			
Проницаемость (к), мД	Вертикальная, k_v	Горизонтальная, k_h	Зона естественной трещиноватости в условиях заводнения	Короткие, дисперсные вертикальные трещины	Сложн. для вытеснения воды
Гомогенный пласт большой мощности без газовой шапки или подстилающей воды $k_v/k_h \geq 0,1$	Низкая k_v	Высокая k_v	Тектонически изолированные залежи	Скважина должна вскрыть несколько залежей	Вскрыть каждую залежь одной или несколькими стволами
Гомогенный пласт большой мощности с газовой шапкой или подстилающей водой	Не рекомендуется ввиду риска преждевременного прорыва газа или воды	Параллельные стволы на равной глубине с осевыми регулируемой протекцией	Стратиграфически изолированные залежи	Скважина должна вскрыть несколько залежей	Вскрыть каждую залежь одной или несколькими стволами
Многопластовая зона	$k_v/k_h \geq 0,1$ предпочтительнее, чем вертикальные	Параллельные стволы на равной глубине с осевыми регулируемой протекцией	Продолговатые залежи (вид сверху)	Несколько наклонных боковых стволов из основного ствола	Одна скважина должна вскрыть несколько залежей
Мелкопластовая толща	Желательно переключать на боковые стволы	Не рекомендуется, так как при малой вертикальной проницаемости боги и отдачи пластов могут оказаться низкими	Залежи в круто падающих пластах	Одна скважина должна перебрать несколько залежей	Предпочтительно вскрыть каждую залежь отдельными боковыми стволами

Рис. Оптимизация добычи[2]

* - предпочтительнее боковые стволы с небольшими просветами между ними;

** - предпочтительнее горизонтальные перпендикулярные трещинам

Бурение боковых стволов снижает стоимость строительства горизонтальных скважин. Кроме увеличения производительности скважин, бурение боковых стволов позволяет отбирать углеводороды из коллекторов, ранее не охваченных выработкой. Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта. А изолированные залежи нефти или газа, небольшие в размерах, могут быть вскрыты скважинами с большими отходами от вертикали, в том числе и многоствольными. Обычно горизонтальные скважины по производительности превосходят вертикальные скважины в 3 - 4 раза, а в

некоторых случаях наблюдалось увеличение производительности в 17 и более раз. При наличии газовой шапки или подстилающей воды (или того и другого вместе) горизонтальные стволы дают прирост извлекаемых запасов. [1]

В старых скважинах бурение боковых стволов можно считать наилучшим техническим решением, если есть надежное обоснование эффективности вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом. Бурение боковых стволов из существующих скважин экономически выгоднее, чем строительство новых скважин. К тому же, траектория бокового ствола проходит в непосредственной близости старой скважины, где продуктивная зона уже охарактеризована керновыми и каротажными данными, а также результатами испытания и эксплуатации пластов. В зависимости от залежи нужно будет решать в каждой скважине в отдельности: бурить боковой или горизонтальный ствол? Ниже схематически представлена оптимизация добычи в зависимости от типа структуры коллектора (рис.).

Залежи можно подразделить по характеру дренажной зоны (левая колонка). В центральной и правой колонках приведены примеры повышения добычи и отдачи пластов за счет бурения наклонных и горизонтальных боковых стволов, эффективность которых определяется проницаемостью и коллекторскими характеристиками пластов. Основные преимущества колтубинговых установок перед обычным бурением это: скорость спускоподъемных операций, возможность пробуривания боковых стволов с меньшим радиусом кривизны, использования гибкой трубы на скважинах с меньшим диаметром и использование колтубинговых установок на морских месторождениях, где необходимы малые габариты самой установки.

Литература

1. Гауф В.А., Зозуля Г.П., Шенбергер В.М. Особенности и опыт бурения вторых стволов из эксплуатационных колонн скважин /Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортирования нефти и газа на основе современных технологий: Мат. второй Всерос. НТК - Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – С.20 – 21.
2. <http://www.slb.ru/>- сайт компании «Шлюмберже» - электронный режим – режим доступа: открытый – 10.03.14.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ РЕОЛОГИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

А.И. Крайнов

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важнейшими техническими характеристиками природных нефтей являются их вязкость и реологические свойства. Эти характеристики определяют методы и продолжительность сливно-наливных операций, условия перевозки и перекачки, гидравлические сопротивления при транспортировании топлива по трубопроводам и т.п. [2]. Вязкость эмульсий зависит от вязкости нефти, ее обводненности и температуры системы. Эмульсии могут быть неньютоновскими жидкостями с высокими значениями пластической вязкости, статического и динамического напряжений сдвига [1]. Одной из наиболее эффективных технологий обезвоживания нефти является химическая, т.е. применение специальных химических реагентов – деэмульгаторов для разрушения эмульсий.

Целью настоящей работы стало изучение влияния деэмульгатора на вязкостные характеристики нефти и ее эмульсий в зависимости от температуры. Объектом исследования стал образец нефти М месторождения, физико-химические свойства которого представлен в табл.1.

Таблица 2

Физико-химические свойства нефти М месторождения

Содержание, масс.доли, %	Вода	Сера	Парафины	Смолы	Асфальтены
Значение показателей	3	0,635	0,96	15,44	0,14

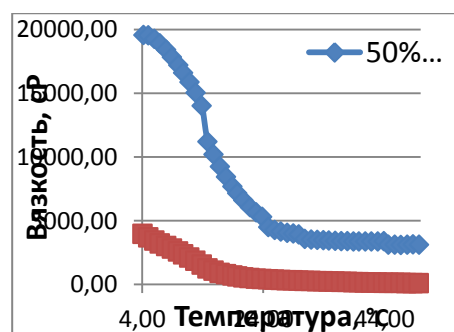
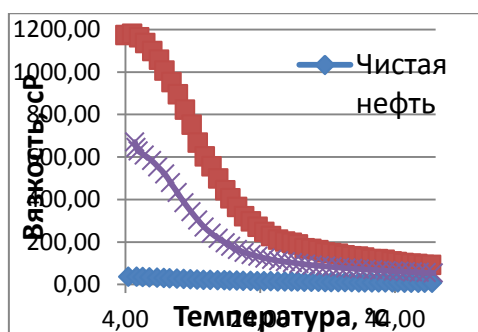


Рис. 1 Зависимость вязкости от температуры

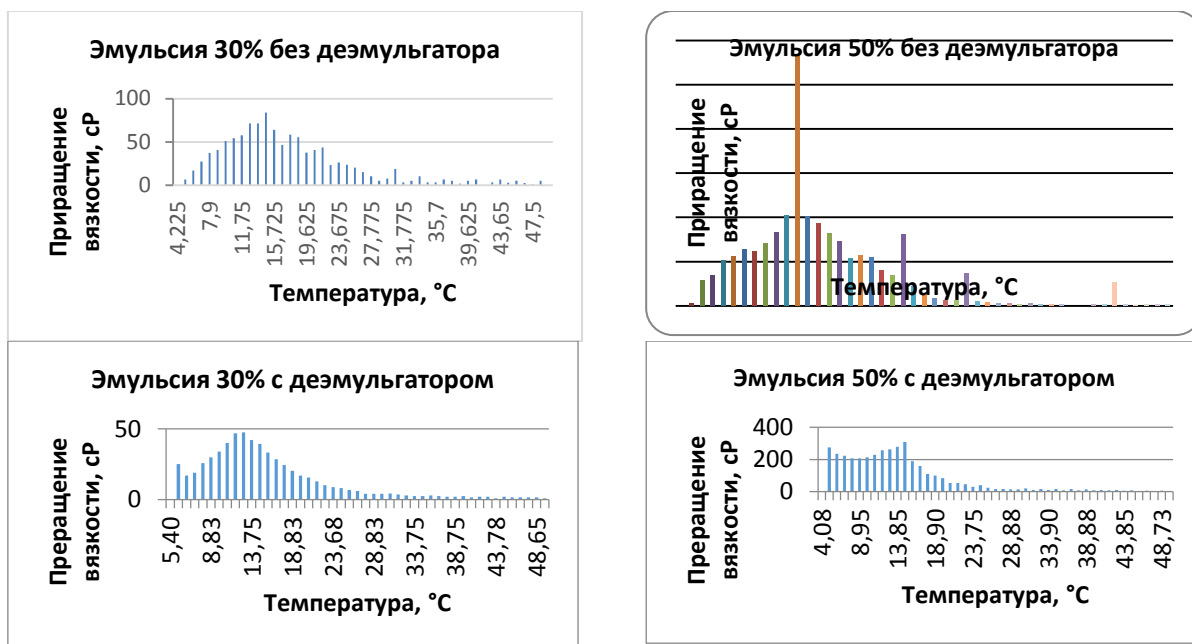


Рис.2 Дифференциальная зависимость вязкости от температуры

С помощью экстрактора ПЭ-8000 были приготовлены модельные эмульсии этой нефти, с объемной долей дистиллированной воды 30 % и 50 %, при скорости вращения 3000 об/мин в течение 10 мин. Используя ротационный вискозиметр Брукфильда LVDV-II+Pro, была измерена вязкость чистой нефти и ее водонефтяных эмульсий без добавления и затем с добавлением реагента ХПД-008. Реагент-деэмульгатор ХПД-008 применяется в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в системе сбора и на установках подготовки нефти. Концентрация деэмульгатора составила 0,108% об. Температурный диапазон измерения составил от плюс 4°C до плюс 50°C с шагом в 1°C. Полученные результаты представлены на рис.1.

Полученные результаты показывают, что вязкость чистой нефти при температуре плюс 4°C составляет 36,6 сР, а вязкости 30% и 50% эмульсий составили 1172,8 сР и 19563,8 сР соответственно. Резкое изменение вязкости наблюдается в интервале температур системы от 4°C до примерно 26°C, что подтверждает дифференциальная зависимость вязкости от температуры на рис.2.

Таким образом, показано, что вязкость эмульсии значительно превышает вязкость чистой нефти, и возрастает с увеличением доли воды в эмульсии. В свою очередь добавление деэмульгатора приводит к значительному снижению вязкости, что обусловлено разрушением эмульсии: для 30% эмульсии при плюс 4°C составляет 670,3 сР и 3947,2 сР для 50% эмульсии. Максимальное снижение вязкости при 14°C, наблюдаемое на графиках рис.1, также подтверждается диаграммами на рис.2.

Литература

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288с.
2. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. – Москва: Недра, 1984, – С.14.

К ВОПРОСУ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОДНОТРУБНОЙ СИСТЕМЫ СБОРА МНОГОФАЗНОЙ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

А.Н. Ладыгин, Р.В. Дворецкас

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Снижение удельных энергозатрат при добыче нефти – одно из ключевых направлений повышения эффективности и обеспечения экологической безопасности. Однотрубная система сбора многофазной продукции скважин создает условия для централизации и укрупнения нефтепромысловых объектов, исключая применение газокompрессорного оборудования, строительство инфраструктуры с сепарационными установками и газопроводами, что приводит к уменьшению себестоимости добычи нефти и разработке удаленных труднодоступных месторождений с протяженной системой трубопроводов. Применение однотрубной системы сбора при разработке нефтяных месторождений позволяет добиться увеличения уровня добычи нефти за счет снижения давления на устье и повышения депрессии на пласт. При проектировании обустройства новых нефтяных месторождений технология совместного сбора многофазной продукции увеличивает период

фонтанной эксплуатации. Кроме того, погружные скважинные насосы работают в щадящих режимах (эффект достигнут в НГДУ «Ленингорскнефть», «Иркеннефть» и «Альметьевнефть»). Однотрубная система сбора многофазной продукции скважин решает проблему утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ); помимо транспорта газожидкостной смеси без предварительной сепарации возможно отделение газа от продукции и использование в качестве топлива на электростанции. Таким образом, обеспечивается автономность работы оборудования, путевой подогрев и снижение вязкости потока. Затраты на проектирование и строительство новой дожимной насосной станции (ДНС) могуткратно превышать затраты на приобретение и монтаж многофазной насосной установки [1, 2].

На рисунке представлены принципиальные схемы сбора продукции скважин традиционным методом и с применением многофазной установки. Совместная транспортировка многофазной продукции скважин по единому трубопроводу, отказ от строительства газопровода в пользу применения многофазного насоса приводит к снижению металлоемкости системы сбора на 35 – 40%.

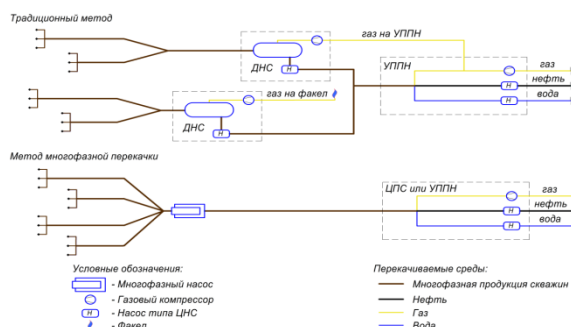


Рис. Принципиальные схемы сбора продукции скважин

ЦПС – центральный пункт сбора, УППН – установка промышленной подготовки нефти

На нефтепромыслах для осуществления однотрубной транспортировки широкое применение нашли поршневые, одно- и двухвинтовые, гелико-осевые многофазные насосы (см. таблицу). Рабочий диапазон многофазных насосов позволяет осуществлять непрерывный процесс добычи на протяжении эксплуатации скважины без демонтажа оборудования. Модульные конструкции со сменными элементами делают возможным в перспективе увеличить подачу и давление насосов, снижаются затраты на техобслуживание. Кроме того, корректировать работу насосов можно с помощью инверторов тока.

Таблица

Характеристики многофазных насосов, применяемых в однотрубных системах сбора

Критерии		Страна изготовитель	Максимальная температура перекачиваемой среды, °С	Максимальная подача, м ³ /ч	Максимальный перепад давления, МПа	Кинематическая вязкость перекачиваемой смеси, м ² /с
Вид						
Винтовые	Одновинтовые насосы УИНВ1 «ВНИИБТ-Буровой инструмент»	Россия	80	50	4,0	до 0,003
	Двухвинтовые насосы типа 2ВВ ОАО «ГМС Насосы»	Россия	80	320	5,0	10-6-10-4
	Двухвинтовые насосы фирмы Leistriz	Германия	350	5000	15,0	до 0,150
	Двухвинтовые насосы типа MP1 фирмы Flowserve	США	450	2258	10,0	до 8000 мПа·с*
	Двухвинтовые насосы типа MPC фирмы Vogemann pumps	Германия	не ограничена	1650	6,4	не ограничена
Гелико-осевые насосы типа MPP фирмы Sulzer		Швейцария	250	4500	18,0	-

Примечание: * – динамическая вязкость.

Одновинтовые многофазные насосные установки используются при перекачке сравнительно малых объемов продукции скважин, при работе на одиночных скважинах, где малая стоимость установки обеспечивает преимущество перед другими технологиями многофазного транспорта. В стандартном исполнении одновинтовые насосы способны перекачивать газожидкостные смеси с содержанием газа до 80%, иначе требуется применение модуля защиты, обеспечивающего возможность перекачки газовых пробок за счет смазки

рабочих органов и уплотнений. Преимущества одновинтовых многофазных насосов: изменение производительности установки путем замены насосной секции, возможность в полевых условиях производить замену изношенных частей, меньшая скорость вращения нагруженных частей. К недостаткам одновинтовых насосов относят: габариты – двухвинтовой насос на ту же производительность имеет более чем в три раза меньшую длину (насосы фирмы NETZSCH), диапазон работы – материал обоймы (чаще резина) ограничивает применение по максимальной температуре.

Гелико-осевые многофазные насосы – оптимальный вариант для перекачки на большое расстояние (спирально-осевой путь движения флюида в насосе обеспечивает максимальный перепад давления), насосы применяются при откачке значительных объемов нефти (установки месторождения Дунбар компании Total). Недостаток технологии заключается в разделении в полости насоса потоков газа и жидкости под действием центробежных сил – происходит эмульгирование потока. Спирально-осевая технология наиболее эффективна при средних значениях объемного газосодержания в потоке, близких к 50%.

Для осуществления однострунной транспортировки широко используются двухвинтовые многофазные насосы. Высокая объемная производительность позволяет эффективно применять их в установках, транспортирующих продукцию с нескольких кустов скважин. Возможность бесперебойной работы при перекачке многофазной продукции скважин с содержанием газа до 100% в двухвинтовых насосах реализована за счет внешней системы рециркуляции жидкости. Двухвинтовые многофазные насосы в сравнении с гелико-осевыми обладают преимуществами: отсутствие необходимости в системах стабилизации потока; пониженный износ; рабочая температура (до двух раз выше); большее повышение давления при высоком газовом факторе; стабильная равномерная нагрузка на привод насоса; высокая объемная производительность в широком диапазоне вязкости и газосодержания. При проектировании однострунной системы сбора многофазной продукции скважин обеспечение рационального выбора многофазных насосов осуществляется путем составления точного производственного сценария добычи на весь срок эксплуатации месторождения, расчета потенциальных изменений технологического режима и подбора необходимых материалов насоса, совместимых с перекачиваемой средой. Для выбора многофазного насоса необходимы данные: условия на входе (давление, температура, газовый фактор), общая объемная производительность, свойства среды (плотность, вязкость, коррозионная активность), требуемое давление на выходе, частота и объем газовых пробок.

Однострунная система сбора многофазной продукции скважин сегодня востребована на нефтегазовых месторождениях, так как позволяет уменьшить капитальные вложения и энергетические затраты, связанные с добычей, сбором и транспортом нефти и ПНГ. Вопрос внедрения однострунной системы сбора должен рассматриваться индивидуально на основании технико-экономических обоснований с учетом целевого назначения использования нефти и ПНГ, возможности осуществления технологических процессов совместной подготовки разнородной нефти, ПНГ и добываемой пластовой воды. Таким образом, снижение давления на устье скважины и потерь легких фракций, сокращение периода обустройства месторождения дают технологические преимущества однострунного сбора и транспорта многофазной продукции скважин. К типам (группам) объектов, рекомендуемых для реализации технологии можно отнести: новые нефтяные месторождения; объекты с низким уровнем добычи; объекты с высоким содержанием ПНГ в продукции; объекты с повышенной вязкостью нефти; удаленные и протяженные по площади месторождения.

Литература

1. Scott S.L. Multiphase pumping addresses a wide range of operating problems//Oil & Gas Journal. – 2003. – Vol. 101. – № 37. – P. 59 – 71.
2. Способ сбора и транспорта многофазной смеси с удаленных кустов скважин: пат. 2411409 Рос. Федерация / Горячев А.А., Туманов А.П. № 2009123693/06; заявл. 22.06.2009.

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА И ТЕМПЕРАТУРЫ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

И.С. Лукьянов

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение двух последних десятилетий в Российской Федерации непрерывно изменяется качественное состояние нефтяной сырьевой базы. Сдерживается вовлечение в эксплуатацию месторождений нефти с высоковязкой нефтью [1], запасы которой по Западной Сибири составляют около 14%. Эти месторождения представляют собой фактически неиспользованные энергетические ресурсы, разработка которых требует применения нетрадиционных методов извлечения нефти из пласта, ее сбора, подготовки и трубопроводного транспорта. Серьезные проблемы вызывает трубопроводный транспорт такой нефти, для осуществления которого появляется необходимость регулирования ее реологических свойств различными методами воздействия. Реологические свойства нефти тесно связаны с содержанием асфальтенов, смол и парафинов (АСП) и оказывают значительное влияние на дебит скважины. При расчете дебита реологические свойства нефти обычно учитывают с использованием сведений о коэффициенте вязкости нефти. Таким образом, проблемы предупреждения образования асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) и регулирования реологических свойств вязких нефтей для ее транспорта являются актуальными. Хотя вышеназванные проблемы имеют общие причины, но пути их решения должны реализовываться индивидуальными способами с учетом в каждом

конкретном случае физико-химических и реологических характеристик аномальных нефтей и нефтепродуктов [1].

В настоящей работе было исследовано влияние температуры на вязкостные свойства нефти. В качестве объектов исследования были взяты образцы нефтей, состав которых представлен в таблице 1.

По предложенной классификации нефтей [3], АС - малопарафинистая, но с высоким содержанием асфальтенов и смол, ПС – парафинистая и смолистая, но с низким содержанием асфальтенов, С - высокосмолистая, но с низким содержанием асфальтенов и парафинов. Исследование зависимости изменения вязкости нефтей от температуры проводилось с использованием программируемого вискозиметра DV-II+PRO компании Брукфилд и циркуляционного термостата TC-150SD со стандартным цифровым контроллером температуры. Вискозиметр DV-II+PRO позволяет производить операции посредством установленной на компьютере программы Rheocalc32. В основе принципа работы вискозиметра DV-II+PRO лежит вращение специального измерительного шпинделя, погруженного в тестируемую жидкость. С помощью циркуляционного термостата TC-150SD регулировали и поддерживали температуру в диапазоне от 4 °С до 50 °С с шагом 1 °С.

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти

Нефть	Содержание, % масс.			
	Парафины	Бензольные смолы	Спиртобензольные смолы	Асфальтены
АС	1,1	12,5	18,6	9,9
ПС	6,3	12,4	4,9	2,9
С	0,96	15,44		0,14

На рис. 1 представлены зависимости вязкости от температуры исследуемых нефтей. Для нефти месторождения ПС вязкость была определена в диапазоне от 22 °С до 50 °С. Это связано с высокой температурой кристаллизации парафинов. Вязкость при 22 °С составила 749 сПуаз. При увеличении температуры примерно до 33 °С происходит резкое уменьшение вязкости и в дальнейшем диапазоне температур она меняется незначительно. Из графика для нефти месторождения С видно, что динамическая вязкость при 4 °С составляет 37 сПуаз и при нагревании до 50 °С плавно меняется до 7 сПуаз. Для нефти месторождения АС вязкость при 4 °С составляет 373920 сПуаз. Из графика видно, что резкое изменение вязкости происходит до температуры 32 °С и составляет 12033 сПуаз, а затем плавно уменьшается до 3390 сПуаз при 50 °С.

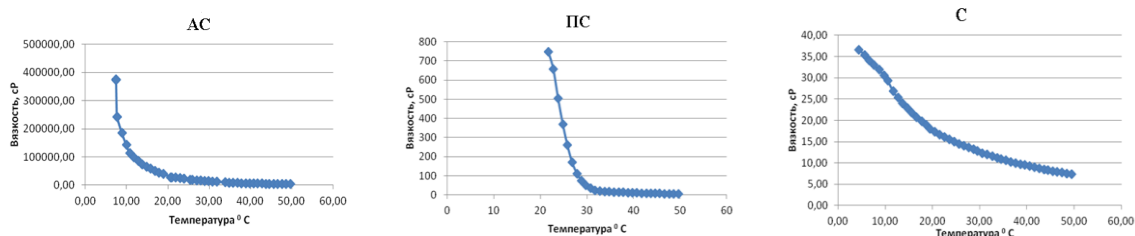


Рис.1 Зависимость вязкости от температуры для АС, ПС, С нефтей

Сопоставляя полученные результаты с химическим составом исследуемых нефтей можно сказать, что при понижении температур вязкость значительно увеличивается в системах с высоким содержанием асфальтенов и смол (нефть АС). Содержание парафинов также сильно влияет на вязкостную зависимость от температуры (нефть ПС).

Для высокосмолистых нефтей с низким содержанием парафинов и асфальтенов типа С, изменение вязкости от температуры не так значительно.

Используя графическую зависимость вязкости от температуры можно определить энергию активации, характеризующую интенсивность межмолекулярного взаимодействия в нефтяной системе. Анализ результатов показал, что полученные температурные зависимости подчиняются закону Аррениуса-Френкеля-Эйринга:

$$\eta = A \exp\left(\frac{E}{RT}\right), \text{сПуаз} \quad (1)$$

где η – динамическая вязкость, А – коэффициент, Е – энергия активации, Дж/моль, R – универсальная газовая постоянная, равная 8,31 Дж/(моль·К), Т – температура, 0К.

Логарифмируя уравнение (1), получаем выражение:

$$\ln \eta = \ln A + \frac{E}{RT} \quad (2)$$

Построив график линейной зависимости $\ln\eta$ от $1/T$ (рис. 2), по тангенсу угла наклона прямой определяем количественное значение энергетического барьера процесса, который будет являться энергией активации вязкого течения [2].

Для нефти месторождения ПС на графике мы наблюдаем излом, который характеризует два состояния системы. В области низких температур система находится в коллоидно-дисперсном состоянии и при постепенном повышении температуры происходит плавление кристаллов парафинов. В области высоких температур молекулы парафинов в системе диспергированы до индивидуального молекулярного состава. Точка перегиба соответствует пороговому значению перехода системы из одного состояния в другое. Рассчитанные значения энергий активации исследуемых нефтей представлены в таблице 2.

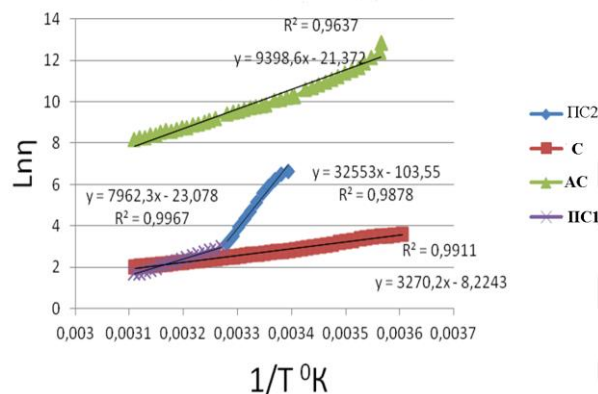


Рис.2. Зависимость логарифма динамической вязкости от обратной температуры

Таблица 2

Значения энергий активации исследуемых нефтей, кДж/моль

ПС ₂	ПС ₁	С	АС
271	66	27	78

Анализируя полученные данные энергий активации мы видим, что самую сложную структуру имеет нефть месторождения ПС в области низких температур - максимальное значение $E=271$ кДж/моль. В области высоких температур значение энергии активации этого месторождения занимает промежуточное положение между исследуемыми значениями нефтей месторождений С и АС. Самое низкое значение $E=27$ кДж/моль имеет нефть месторождения С.

Высокое содержание парафинов, смол, асфальтенов, значительно ухудшает реологические свойства продукта и приводит к необходимости применения специфических способов добычи и транспортировки нефти. Базовым методом перекачки высоковязких нефтей является до сих пор горячая перекачка, при которой продукт первоначально нагревается до температуры на 10 – 15 градусов выше температуры плавления парафина и транспортируется по трубопроводу с повышенной теплоизоляцией [1].

Литература

1. Банатов В.В. Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия: Диссертация, канд. Тех. Наук. – Тюмень, 2005. – 63 с.
2. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа. Часть 1. Основные понятия / Под ред. Проф. В.Б. Нагаева. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 59 с.
3. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – Новосибирск: Изд-во Сибирское отделение Российской академии наук, филиал «Гео», 2004. –109 с.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. Максютин, А.В. Поступов, Р.Р. Хусаинов

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 Согласно статистическим данным [2], на территории Российской Федерации наблюдается рост добычи нефти и жидкого конденсата с 2007 по 2013 гг. от 488,1 до 523 млн.т. В основном данная динамика связано с ежегодным вводом в эксплуатацию новых месторождений. При этом в России значительные запасы углеводородов на сегодняшний день относятся к категории трудноизвлекаемых. В основном, трудноизвлекаемые запасы нефти

сосредоточены в более чем 650 месторождениях, 86 % которых находится на территориях трех российских нефтегазоносных бассейнов - Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском [6]. Доля трудноизвлекаемых запасов на месторождениях страны неуклонно растет и приближается к значению 60 % от общего количества находящегося на балансе страны, при этом средняя проектная нефтеотдача имеет нисходящую тенденцию (рис. 1) [3]. В основном это связано с экономической политикой страны, которая ориентирована на общее увеличение объемов добычи и экспорта нефти. Из-за тяжелой экономической и политической ситуации 90-х годов объемы геологоразведочных работ постоянно сокращались. Неустойчивая ситуация на внешнем рынке и низкие цены на нефтегазовое сырье негативно сказалось на темпе прироста запасов нефти.

В настоящее время открываются новые месторождения, однако, большинство таких месторождений – средние и мелкие. Их рентабельность заведомо ниже, чем крупных. Структура остаточных запасов нефти резко ухудшается из-за выборочной эксплуатации лучшей части резервуаров. Выработанность крупных месторождений в целом составляет 52%, а по многим достигает 70 – 80%. Учитывая, что основным методом разработки месторождений страны является заводнение, а средняя обводненность продукции составляет около 86%, то количество остаточных запасов нефти в обводненных пластах будет постоянно возрастать. Отметим, в текущих запасах нефти промышленных категорий разведанных запасов 14% приходится на тяжелые нефти, 12% - высокосернистые, 11% - высоковязкие. Около 38% запасов нефти приходится на коллекторы с низкой проницаемостью [1]. Таким образом, по оценке некоторых специалистов, уже к 2020 году российские нефтяники будут разрабатывать в основном месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Актуальность использования инновационных и рациональных технологий, направленных на доизвлечение трудноизвлекаемых запасов, с каждым годом возрастает.

Достижение и превышение текущих показателей добычи 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 [4].



Рис. 1 Динамика доли трудноизвлекаемых запасов и коэффициента нефтеотдачи месторождений России

Настоящая работа посвящена результатам исследований влияния плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) для интенсификации притока на месторождениях ТЗН [5]. В работе представлены результаты экспериментальных исследований по изучению влияния технологии ПИВ на реологические и фильтрационные 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). Для проведения фильтрационных исследований по совместному влиянию плазменно-импульсного и физико-химического воздействий на продуктивный пласт был использован экспериментальный стенд по оценке ухудшения коллекторских свойств пласта (система FDES-645-Z1). Целью исследований является направленное улучшение реологических свойств высоковязкой нефти и фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

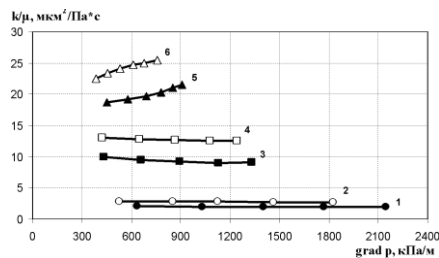


Рис. 2 Зависимость коэффициента подвижности нефти Усинского месторождения (после ПИВ) от градиента давления в образце породы (песчаник, $k=0,2$ мкм²) после 40 импульсов при различных температурах:

1 – фильтрация нефти после ПИВ при $T=30^{\circ}\text{C}$; 2 – фильтрация нефти после ПИВ и закачке водного раствора щелочи при $T=30^{\circ}\text{C}$; 3 – нефти после ПИВ при $T=50^{\circ}\text{C}$; 4 – фильтрация нефти после ПИВ и закачке водного раствора щелочи при $T=50^{\circ}\text{C}$; 5 – фильтрация нефти после ПИВ при $T=70^{\circ}\text{C}$; 6 – фильтрация нефти после ПИВ и закачке водного раствора щелочи при $T=70^{\circ}\text{C}$

Данная установка позволяет выполнять фильтрационные исследования с моделированием пластовых термобарических условий эксплуатационных объектов. В ходе фильтрационных исследований проведено моделирование фильтрации высоковязкой нефти в призабойной зоне пласта при обработке плазменно-импульсного воздействия с закачкой водного раствора щелочи и изменением температуры от 30 до 70 оС. Результаты исследований представлены на рисунке 2.

Отметим общую закономерность - увеличения коэффициента подвижности нефти с повышением температуры. При этом закачка водного раствора щелочи способствует улучшению фильтрации высоковязкой нефти в продуктивном пласте. Комплексное применение теплового, физического и физико-химического воздействий способствует увеличению подвижности аномальной (неньютоновской) нефти. В итоге, при температурах 30...70 оС коэффициент подвижности высоковязкой нефти увеличился на 28...39 %, в среднем на 35 %. Проведенные исследования, это шаг на пути к созданию эффективной комплексной технологии увеличения нефтеотдачи на основе совместного применения плазменно-импульсного и физико-химического воздействий с целью увеличения конечного коэффициента нефтеизвлечения на нефтяных месторождениях, находящихся на различных этапах разработки с разными типами пород-коллекторов.

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (МК-315.2014.5).

Литература

1. Антониади Г.Д. Трудноизвлекаемые запасы нефти – структура и тенденции/ Г.Д. Антониади, О.В. Савенок// Инженер-нефтяник, 2012. – №3. – С. 5 – 9.
2. Виноградова О. Мировые итоги 2008 // Нефтегазовая вертикаль, 2009. – № 3. – С. 18 – 22.
3. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Бурение и нефть, 2012. – № 8. – С. 29 – 32.
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»». – 200310022/28; Заявлено 04.01.2003; Опубликовано 20.03.2005, Бюл. – №8.
6. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Анализ взаимосвязи физико-химических свойств тяжелых нефтей и уровня теплового потока на территориях волго-уральского, западно-сибирского и тимано-печорского бассейнов // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007. – №2. – С. 291 – 297.

ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ АСФАЛЬТЕНОСОДЕРЖАЩИХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

М.Г. Мартикян

Научные руководители заведующая лабораторией Л.В.Чеканцева, доцент Л.В.Шишмина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Доля асфальтенов в списке технических проблем в нефтегазовой отрасли значительна. Асфальтены в нефтегазовом деле несут большую потенциальную опасность, начиная от поломки аппаратуры, вызванной закупориванием технических деталей машины, заканчивая закупориванием нефтегазоносных труб и трубопроводов.

В этой связи возникают проблемы их добычи, подготовки, транспорта и переработки, обусловленные значительным повышением вязкости, а также потерей текучести при пониженных температурах окружающей среды. В этих условиях рассматриваемые типы углеводородного сырья проявляют аномальные реологические свойства. Характер их течения приобретает ярко выраженные неньютоновские свойства. [1].

Для снижения температуры застывания и улучшения реологических характеристик добываемой нефти на месторождениях с тяжелой, высоковязкой нефтью нефтяники используют целый ряд технологий: термическая

обработка и другие методы физического воздействия, разбавление легкими фракциями нефти или различными растворителями, а также введением присадок, регулирующих вязкоупругие свойства нефти. В настоящее время в нефтяной промышленности используют очень большое количество присадок, но наибольшее распространение получили высокомолекулярные полимерные соединения различных типов [2].

В данной работе было исследовано действие присадки на кинетическую устойчивость асфальтеноносодержащих дисперсных систем использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечение анализа изображений ImageScopeColor. Модульная система позволяет проводить базовую обработку изображений, ручных измерений по изображениям, их статистическую обработку. Для получения достоверных результатов количество измерений на каждом образце насчитывало до 1500.

В качестве образцов исследования были использованы модельные растворы асфальтенов нефти Таймурзинского месторождения, с массовыми концентрациями 0,2 г/л и 0,58 г/л асфальтенов в толуоле. В таблице 1 приведен физико-химический состав Таймурзинской нефти:

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти Таймурзинского месторождения

Содержание, масс.доли, %	Парафины	Смолы	Асфальтены
Значение показателей	2,4%	28%	5,8%

Образцы асфальтенов и присадка были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г.Томск. Присадка С5А представляет собой 40% концентрат алкенилсукцинимид в минеральном масле и непрореагировавшем полибутена: физико-химические свойства присадки С5А соответствуют ТУ 38-101-146-77[3].

Инициирование агрегации асфальтенов в модельной системе и в нефти осуществлялось добавлением 51 % об. н-гептана, который является подходящим для исследования устойчивости и осаждения асфальтенов [4].

Полученные результаты исследований представлены на рис. 1.

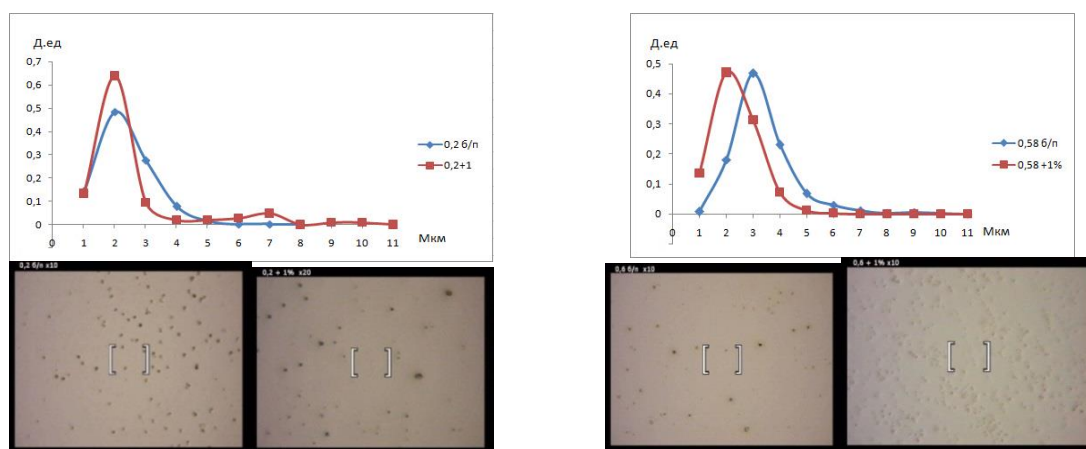


Рис.1 Дифференциальные кривые распределения частиц асфальтенов АН-1 по размерам и микрофотографии асфальтенов

В системах асфальтены–толуол–гептан без добавления присадки для концентрации 0,2 г/л максимум приходится на долю частиц размером 3 мкм, а с присадкой относительная доля частиц, на которые приходится 2 мкм, увеличена, но проявлена выраженная стабилизация до 3 мкм и количество крупных частиц не превышает 1 %.

Для концентрации 0,58 г/л без присадки максимальный размер частиц определен в районе 3 мкм, но с увеличенным содержанием крупных частиц. Для растворов с концентрацией 0,58 г/л, подвергнутой влиянию присадки, отчетливо видно, что максимум распределения частиц приходится на асфальтены размером 2 мкм, стабилизация асфальтенов в диапазоне до 5 мкм.

Для сопоставления дисперсного состава образцов после МО проводилось вычисление медианного диаметра M_d (мкм), коэффициента сортировки S_0 и коэффициента асимметрии S_k . Для их определения необходимо перейти от частотного распределения к кумулятивному (интегральному) рис.2 .

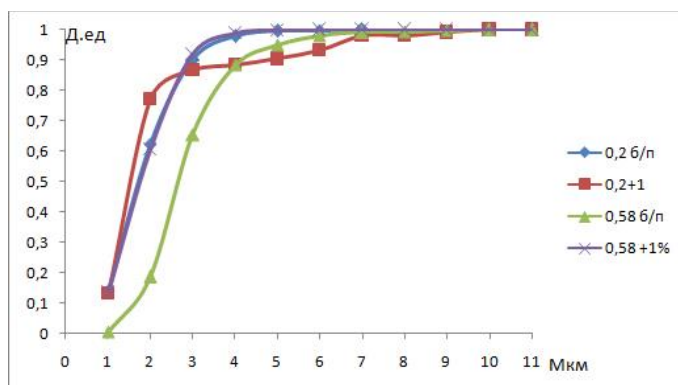


Рис.2 Кумулятивные (интегральные) кривые распределения частиц асфальтенов по размерам
Данные представлены в таблице.

Таблица 2

Конц. растворов асфальтенов, г/л и присадки, %	0,2 б/п	0,2+1%	0,58 б/п	0,58+1%
Md	(1.6± 0,1)	(1.3± 0,1)	(2.4± 0,1)	(1.6±0,1)
S0	1.3	1.1	1.2	1.3
Sk	1.0	1.0	1.0	1.0

По результатам выполненной работы можно сделать вывод, что присадка оказывает стабилизирующее действие на систему, уменьшая средний размер частиц. Для всех концентраций были вычислены медианные диаметры Md, значение коэффициентов сортировки $S_0 < 2,5$, что свидетельствует об однородности частиц асфальтенов в растворе. Во всех растворах асфальтенов, по значениям коэффициент асимметрии Sk можно сделать вывод, что наибольшее количество частиц находится в начальной части размерного интервала ($Sk > 1$).

Литература

1. Рогачев М.К. Применение новых химических реагентов при разработке залежей аномально-вязких нефтей. Интервал, 2000. – №4 – 5. – С.5 – 8.
2. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. Монография. – М.: Техника, 2000.
3. Щербинин А.И. Производство присадок к нефтяным маслам. – М. Химия, 1981
4. Юдин И.К., Анисимов М.А. Контроль динамического рассеяния света при агрегации асфальтенов в сырой нефти и растворах углеводов, 2000

СИТОВЫЙ МЕТОД ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Г.С. Масаков

Научный руководитель аспирант П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Гранулометрический анализ является неотъемлемой частью исследования различных составляющих жизнедеятельности человека, начиная с изучения истории зарождения почвы, и заканчивая анализом осадочных горных пород при разработке добывающих объектов. Актуальность ситового метода анализа обусловлена тем, что зачастую перед человеком встает вопрос о проведении анализа в достаточно быстрые сроки и достаточно качественно. Именно этими качествами обладает ситовый анализ.

Ситовый анализ предусматривает рассев пробы породы на ситах с различными размерами ячеек ручным или механическим способами. Различают следующие способы протекания этого процесса: разовый рассев, непрерывный рассев, ручное перемещение. Разовый рассев - операция, при которой надрешетный и подрешетный продукты остаются на просеивающих поверхностях до завершения процесса отсева. Непрерывный рассев предусматривает непрерывную загрузку отсеиваемого материала на просеивающую поверхность при одновременной разгрузке. Ручное перемещение предусматривает ориентирование вручную без усилий отдельных частиц породы относительно отверстий сита таким образом, чтобы они прошли через них или определенно остались на просеивающей поверхности [1].

Подрешетный продукт – совокупность кусков разных размеров, прошедших через сито с определенным размером отверстий.

Надрешетный продукт – совокупность кусков разных размеров, оставшихся на сите с определенным размером отверстий.

Для проведения испытания применяют следующую основную аппаратуру и инструменты:

- грохоты механические и ситовые анализаторы (табл. 1), обеспечивающие разделение породы смежных классов крупности, сохранность пробы при расसेве и отклонение результатов анализа в пределах $\pm 2\%$ от результатов, полученных при ручном рассеве или ручном перемещении той же пробы;

- сита с сетками, имеющими квадратные отверстия.

Размеры отверстий сит (ГОСТ 6613-86, табл. 2) соответствуют номинальным размерам классов крупности породы, установленным техническими требованиями на данный вид продукции.

Предварительно, перед началом анализа, необходимо прочистить сита на ультразвуковой ванне для устранения погрешности, связанной с засорением сит. Очистка сит не займет более 10 – 15 минут. Для начала испытания необходимо произвести предварительный рассев пробы на сите с отверстиями 5мм для получения классов крупности +5 и -5 мм. Для определения гранулометрического состава пород крупностью +5мм применяют непрерывный или разовый рассев механическим способом на механических грохотах и ситовых анализаторах. Выбор сит в каждом конкретном случае определяется техническими требованиями на определенный вид породы, а также целью испытания.

Просеивание мелкозернистых материалов (крупностью до 5 мм) осуществляется с помощью механических встряхивателей. Один из таких встряхивателей показан на рис.1. Он состоит из корпуса 1, набора сит 3, приводного механизма, расположенного в масляной ванне 4 и сообщающего набору сит вращательное движение в горизонтальной плоскости. На валик 5 насажен кулачок 6. При вращении валика кулачок поднимает шток 7 ударника 2, который встряхивает набор сит.[2]. Что касается, вибропривода ВП-С/220: Для рассева на вибропривод могут устанавливаться наборы сит диаметром 200 или 300 мм. Количество установленных на вибропривод сит от 1 до 5-8 в зависимости от высоты обечайки. Общая высота набора сит может достигать 300 мм. Сита на виброприводе крепятся с помощью простого устройства, поставляемого по желанию заказчика. Вибропривод обеспечивает самое высокое качество рассева материала на фракции. Различные модификации вибропривода предусматривают напряжение питания 220 или 380 В, а также различные сервисные функции, например исследуемый вибропривод работает от напряжения 220 В, в его функциях предусмотрены таймер, функции изменения скорости и амплитуды. Всего 81 режим работы. Аппарат прост в эксплуатации.

В ходе работы анализ проводился на 9 режимах, выявлен наилучший режим для пробы: «994» (Скорость и амплитуда приравнены 9 номинальным скоростным единицам, установленными изготовителем аппарата, а таймер установлен на 4 минуты). Для тонкоизмельченных (-0,1 мм) концентратов, а также для руд крупностью – 1 мм, имеющих тенденцию к слипанию, применяют способ мокрого просеивания, которое выполняют механическим способом; допускается и ручной способ. При механическом способе используют ситовой анализатор (рис.2) со специально оборудованной приставкой.

Основными частями изделия являются: вибропривод 1, комплект сит 2, крышка 3, поддон 4 и устройство крепления. Устройство крепления состоит из траверсы 5 с двумя прижимами 6, двух шпилек 7, двух контрагаек 8 и двух гаек 9. В корпусе вибропривода выполнены два отверстия «а», используемые как ручки при перемещении анализатора.[3].

После просеивания рассчитывается содержание мелочи, определяют его по разнице между массой породы, и массой полученного класса крупности. Выход γ_n (%) породы каждого класса крупности:

$$\gamma_n = \frac{100n}{m},$$

где n – масса породы данного класса крупности, кг; m – масса испытуемой пробы, кг. Результаты анализа подсчитывают с погрешностью до 0,01%.

Результаты ситового анализа характеризуют содержание того или иного класса в продукте, характеристикой крупности материала служат частные и суммарные выходы классов, а также кривые их распределения. В табл. 3 приведен результат гранулометрического анализа ситовым методом.

Таблица 1

Результаты ситового анализа породы

Класс крупности, мм	Выход		Суммарный выход по классу +d (γ^{+d}), %
	г	%	
-1,0+0,315	39,09	23,53	23,53
-0,315+0,250	3,61	2,17	25,70
-0,250+0,200	6,87	4,14	29,84
-0,200+0,140	15,24	9,19	39,03
-0,140+0,100	21,59	12,99	52,02
-0,100+0,063	30,31	18,25	70,27
-0,063+0,001	49,38	29,73	100,00
Исходный продукт	166,11	100,00	-

Точность расчетов была повторена, погрешность с точностью минимизирована. Что касается погрешностей, проблема ошибок ситового анализа подробно рассмотрена в работах Л.Б. Рухина, В.Н. Шванова, Дж. Гриффитса. Основные причины этих ошибок следующие: а) влияние формы анализируемых частиц, б)

неправильно выбранная продолжительность просеивания, в) отклонение среднего размера ячеек от стандартного вследствие износа сит, г) большой разброс в величине каждого сита, допускаемый при изготовлении сит или появившихся в результате их неравномерного износа.[4].

В данной работе рассмотрен метод гранулометрического анализа осадочных горных пород: ситовый, выяснилось: вибропривод ВП-С\220 полностью подходит для проведения гранулометрического анализа осадочных горных пород, флюидов и не только. При изучении коллекторских свойств пород подходит по всем заявленным критериям (быстрота и точность).

Литература

1. Леонов, Сергей Борисович. Исследование полезных ископаемых на обогатимость : учебное пособие для вузов / С. Б. Леонов, О. Н. Белькова. – М.: Интермет Инжиниринг, 2001. – 631 с. : ил. – Библиогр.: с. 588-590. – ISBN 5-89594-054-4.
2. Кузнецов, Виталий Германович. Литология. Осадочные горные породы и их изучение : учебное пособие для вузов / В. Г. Кузнецов. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2007. – 512 с.: ил. – (Высшее образование) . – Список литературы: с. 487 – 491. – ISBN 978-5-8365-0278-2.
3. Япаскерт, Олег Васильевич. Литология : учебник / О. В. Япаскерт. – М. : Академия, 2008. – 336 с. : ил. – (Высшее профессиональное образование. Естественные науки) . – Список литературы: с. 319-327. – ISBN 978-5-7695-4685-3.
4. Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» Т.Г. Бжицких, С.Ф. Санду, Н.Э. Пулькина – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 90 с.

ГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ORMEN LANGE

К.А. Мостокалов

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 1997 году на территории континентального шельфа Норвегии в Норвежском море была проделана скважина 100 метров глубиной от поверхности дна океана. Газ обнаружили на глубине 2,5 км от поверхности морского дна, также помимо газа, была обнаружена легкая нефть. Месторождение изучалось на протяжении 10 лет, все это время искались рациональные методы эксплуатации. В результате, за 10 лет удалось полностью обустроить подводную инфраструктуру и проложить самый длинный подводный газопровод Langedled, длиной 1,2 тыс. км. На Ormen Lange, добыча ведется без платформенным способом. На дне моря установлены подводные модули(Template) [1], защищённые от ветра и суровой погоды, рис.1. Все управление ведется с берега из диспетчерского пункта.

В процессе обустройства месторождения, пришлось столкнуться с огромным количеством проблем. Большая часть технологий, примененных для обустройства месторождения разрабатывались с нуля. Главной сложностью являлась укладка трубопровода. Около 6500 лет назад на территории Норвежского континентального шельфа, сошел подводный оползень Storegga. В результате оползня, дно норвежского моря имеет крайне не ровную поверхность.



Рис. Упрощенная схема месторождения [1]

Трубопровод необходимо было прокладывать, через крутой подводный склон, высота которого составляла 300м. Специально для выравнивания морского дна, был разработан ряд технологий, основными из которых являются – Xspider и ClayCutter X. Xspider представляет собой подводный экскаватор, длиной 6 метров и способный поднимать до 3тонн в своем ковше, экскаватор опускается на дно и управляется с судна на морской поверхности. ClayCutter X, разработан для прокладки траншеи в области твердых песчаных отложений, сопоставимых по твердости с бетоном. Для того, чтобы пробить в песчано-глинистых отложениях траншею, используется 24 водомета с изменяемым углом наклона. Водометы под высоким давлением выталкивают огромное количество воды и прорезают в морском дне траншею, необходимых габаритов.

На дне моря очень холодно. Температура опускается ниже нуля. Это приводит к образованию гидратов. Образование гидратов, усложняет процесс транспортировки газа. Для этого, с берега был проложен еще один трубопровод, по которому подается метилэтиленгликоль(MEG). В добываемый газ подается метилэтиленгликоль

и только после этого, он транспортируется на землю. Так же, образование льда, может усложнить процесс транспортировки газа на землю. Основным способом борьбы, является добавление антифризовых средств, которые делают воду гуще, но при этом она не становится клейкой, что позволяет легко передвигаться потоку по трубопроводу. На суше построен завод по переработке газа. Завод построен в некогда глухом уголке Норвегии, для его строительства, пришлось вывезти около 2500000 камня и доставить более 30000 тонн стальных конструкций. Мощности завода рассчитаны на ежедневную переработку 70 М. Всего за 10 минут, газ прибывший на завод превращается в топливо, готовое к поставке в Великобританию по самому длинному подводному трубопроводу, длина которого составляет 1200 км.

Для обслуживания подводного фонда скважин, были специально разработаны подводные роботы, управляемые джойстиком с судна. При непосредственном участии роботов, проходила укладка трубопроводов и опускание различных грузов на поверхность моря. Роботы, являются «подводными глазами инженеров». Для управления роботом с расстояния 1000 метров, требуются специальные навыки, поэтому каждый оператор управляющий роботом, прошел специальную подготовку. Огромное внимание при строительстве месторождения уделялось экологической безопасности, ведь в случае прорыва трубы, это может привести к экологической катастрофе. Поэтому каждое соединение, подвергалось тщательной проверке. Несмотря на то, что газ – основной продукт добычи на Ормен Ланге. Важное значение уделяется и лёгкой нефти, выделяемой в процессе очистки газа. Вся полученная нефть собирается в отстойниках на заводе, а в дальнейшем погружается танкера и отправляется к покупателям. Естественные ресурсы шельфа принадлежат Норвегии как нации и служат пользе норвежского народа. Доход, полученный за более чем 40-летний период добычи нефти и газа, способствовал тому, что современная Норвегия – это государство с высоким уровнем жизни. Был организован специальный фонд, заботой которого является обеспечение будущих поколений средствами, полученными от доходов нефтегазовой отрасли.

Ormen Lange, является прорывом в области нефтегазовой индустрии, благодаря огромным усилиям большого количества людей, удалось обустроить морское дно для успешной добычи углеводородов. Сейчас, месторождение обеспечивает 20% всего газа, потребляемого Великобританией, что способствует развитию Норвегии на многие годы вперёд.

Литература

1. OTC 18963, Ormen Lange—Challenges in Offshore Project Execution; Birgitte Nordvik and Einar Kilde, Hydro

МЕТОД ОЦЕНКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ С ПЕРЕМЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

А.Г. Наймушин, Нгуен Куинь Хуи

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время значительно изменяются взгляды на процессы, происходящие в нефтегазовых пластах при их разработке. Задачи мониторинга, контроля и управления разработкой нефтегазовых месторождений требуют привлечения иного подхода, когда сразу ищутся законы, описывающие систему в целом. Этот целостный подход позволяет эволюционные уравнения разработки рассматривать в качестве феноменологических моделей, оказывающихся весьма плодотворными, когда детальная, микроскопическая картина явлений слишком сложна [1-2].

При использовании феноменологических моделей история нефтяного месторождения становится историей именно всего месторождения, а не историей отдельных скважин, пластов и объектов разработки и нефтяное месторождение рассматривается как сложные, иерархически устроенные целостные системы.

Оценки извлекаемых запасов осуществляется на основе экстраполяции регрессионных моделей, полученных путем аппроксимации динамических рядов данных по добычи углеводородов. Надежность же экстраполяционного прогноза в существенной мере зависит от времени упреждения и точность выбора модели, описывающей тенденцию развития динамического ряда. Поэтому исследование сложной системы на основе эволюционного моделирования, неразрывно связано с исследованием простых подсистем, при котором упрощает решение задачи структурной и параметрической идентификации на ранних стадиях разработки месторождения, когда объем промысловых данных мал [3-5].

В данной работе рассматривается метод оценки извлекаемых запасов нефтяных месторождений на основе феноменологических моделей и использовать интегрированные системы феноменологических моделей с переменными параметрами и с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок технологических параметров разработки для решения проблем идентификации эволюционных процессов на примере месторождения Томской области.

Таблица 1

Феноменологические модели в виде линейных и нелинейных уравнений

№	Модели	Нелинейные уравнения	Линейные уравнения
1	Логистическая $dV/dt = \alpha_1 V - \alpha_2 V^2$	$V = \frac{V_k}{1 + \left(\frac{V_k}{V_0} - 1\right) e^{-\alpha_1 t}}$, $V_\infty = \alpha_1 / \alpha_2 = V_k$	$V = \beta_1 - \beta_2 Z, Z = Q/V$ $V_\infty = \beta_1, \beta_1 = \alpha_1 / \alpha_2, \beta_2 = 1 / \alpha_2$
2	Берталанфи $dV/dt = A V^{1-l} (V_\infty^l - V^l)$	$V = V_\infty \left(1 - e^{-At}\right)^{1/l}$	$\frac{\sum_{i=1}^t \frac{VQ'}{Q^2} \Delta t}{t} = K - A l \frac{\sum_{i=1}^t \frac{V}{Q} \Delta t}{t}$ ($K > 0; l < 1; K + l = 1$)
3	Колмогорова-Ерофеева $dV/dt = abt^{a-1} (1-V),$ $a > 1, b > 0$	$V = 1 - e^{-bt^a}$	$\ln \ln \frac{1}{1-V} = b + a \ln t$
4	$dV/dt = A(V_\infty - V)^\alpha$	$V = V_\infty - \left[(1-\alpha)(C - At)\right]^{1/(1-\alpha)}$ при $\alpha \neq 1$ $V = V_\infty - Ce^{-At}$ при $\alpha = 1$	$\frac{\sum_{i=1}^t \left(\sum_{j=1}^i Q \Delta t\right) \Delta t}{t} = V_\infty + \alpha \frac{\sum_{i=1}^t \left(\frac{Q^2}{t}\right) \Delta t}{t}$
5	$dV/dt = \alpha_1 e^{-\alpha_2 t} t^{\alpha_3}$	$V = \int_{t_0}^t \alpha_1 e^{-\alpha_2 t} t^{\alpha_3} dt$	$\ln Q = \ln \alpha_1 - \alpha_2 t + \alpha_3 \ln t$

Модели и алгоритмы оценки извлекаемых запасов

В таблице 1 представлены модели накопленной добычи нефти на основе сложных нелинейных феноменологических моделей и линейных феноменологических моделей с переменными параметрами [3-6].

Замечание Q' – первая производная добычи, рассчитываемая методом статистического дифференцирования, Q – годовая добыча ($V = \int Q dt$).

Рассмотрим линейную интегрированную систему моделей накопленной добычи нефти на основе феноменологических моделей с переменными параметрами, с учетом дополнительной априорной информации о параметрах модели добычи нефти вида [4,5]

$$\begin{cases} y_i^* = F_0 \alpha_n + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \alpha_n = F_a \alpha_n + \eta_n, n = 1, 2, 3, \dots \end{cases} \quad (1)$$

где первая система из n уравнений стохастическая модель исследуемого процесса к моменту времени t_i , а вторая система из уравнений представляет модели объектов аналогов, позволяющих учитывать дополнительную априорную информацию α_n , известную к моменту времени t_n о параметрах эволюционного процесса; модели исследуемого процесса и модели объектов аналогов F_0, F_a – известные функции (функционалы); ξ_i, η_n – векторы случайных неконтролируемых факторов.

Примером (1) является линейная интегрированная дискретная система логистической модели накопленной добычи с учетом априорной информации о параметрах.

$$\begin{cases} y_i^* = \alpha_{1n} - \alpha_{2n} x_i + \xi_i, i = \overline{1, n-1}, \\ \alpha_{1n} = \alpha_{1n} + \eta_{1n}, n = 1, 2, 3, \dots \\ \alpha_{2n} = \alpha_{2n} + \eta_{2n} \end{cases} \quad (2)$$

здесь $y_i^*, i = \overline{1, n-1}$ – фактические значения накопленной добычи нефти объектов разработки к моменту времени t_n ; $x_i = q_{i+1} / y_{i+1}, i = \overline{1, n-1}$ – отношение добычи нефти q_{i+1} за период времени $\Delta t = t_{i+1} - t_i$ к накопленной с начала разработки к моменту времени t_{i+1} добыче нефти y_{i+1} ; α_{1n}, α_{2n} – априорные информации об извлекаемых запасах (о первом параметре) и о втором параметре, известные к моменту времени t_n .

Оценки параметров моделей, полученные на основе $\alpha_n^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n)$ путем решения системы линейных алгебраических уравнений [4,5]

$$(F_0^T F_0 + \beta I) \alpha_n^*(\beta_n) = F_0^T K_h y_n^* + \beta_t \bar{\alpha}_n, \quad (3)$$

в которой $F_0 = (1, x_i, i = \overline{1, n})$ – матрица размерности $(n \times 2)$. Оценки управляемых параметров β_n^* определялись путем решения оптимизационной задачи [4,5]

$$\beta_n^* = \arg \min_{h_n, \beta_n} \left\| y^* - F_0 \alpha_n^*(\beta_n) \right\|_{W(\beta)}^2 \quad (4)$$

симплексным методом. Здесь $\Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n)$ – комбинированный показатель качества, $W(\beta)$ – диагональная матрица, определяющая значимость (вес) дополнительных априорных данных $\bar{\alpha}_n$.

Корректировка априорной информации о запасах в моделях проводилась по схеме.

$$\bar{\alpha}_{n+1} = \alpha_{1n}^*(\beta_n^*), n = 1, 2, \dots \quad (5)$$

Результаты исследования

Фактические значения накопленной добычи нефти месторождения Томской области за 18 лет разработки и значения, полученные на основе модели (2) приведены на рисунке. Линии $n = 3, 4, 5$ – представляют оценки прогнозной накопленной добычи нефти, начиная с третьего года разработки

$$y_{t_n + \tau} = \frac{y_{t_n}}{1 - \frac{\alpha_{1n}^*}{\alpha_{2n}^*} + \frac{y_{t_n}}{\alpha_{2n}^*}}, n = 3, 4, 5; \tau = 1 \quad (6)$$

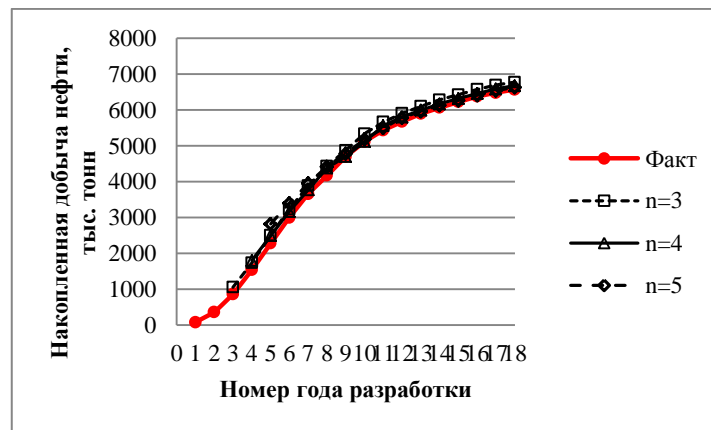


Рис. Фактические значения добычи нефти месторождения Томской области и прогнозные значения, полученные на основе модели (2) с использованием метода адаптивной идентификации (3), (4)

В табл. 2 приведены значения относительных ошибок оценок извлекаемых запасов $\alpha_{1n}^*(h_n^*, \beta_n^*)$ за 6 лет разработки нефтяного месторождения

$$\delta_n = \text{abs}(\alpha_{1n}^*(h_n^*, \beta_n^*) - \bar{z}(t_k)) / \bar{z}(t_k), n = \overline{3, 6} \quad (7)$$

полученные на основе метода адаптивной идентификации (2) с использованием феноменологической модели с учетом $(\beta_n = \beta_n^*)$ и без учета $(\beta_n = 0)$ априорной информации о параметрах с третьего года. Точные значения извлекаемых запасов за 30 лет разработки составили $\bar{z}(t_k) = 7 \cdot 10^6$ тонн. Априорная информация об извлекаемых запасах к началу разработки t_0 принималась равной $\bar{z}_0 = 9 \cdot 10^6$ тонн с ошибкой порядка 30 %.

Таблица 2

Относительные ошибки оценок извлекаемых запасов

Априорная информация	Длительность разработки			
	3	4	5	6
$\beta_n = 0$	0,830	0,652	0,511	0,374
$\beta_n = \beta_n^*$	0,368	0,201	0,066	0,026

Из таблицы 2 видно, что с помощью линейной интегрированной системы феноменологических моделей с переменными параметрами можно достаточно точно оценить извлекаемые запасы. Учет и корректировка априорной информации о параметрах позволяет существенно повысить точность оценок.

Литература

1. Гусманов А.Г. Прогнозирование показателей разработки нефтяных месторождений путем эволюционного моделирования // Вестник Казахского Национального технического университета им. К. Сатпаева, 2010. – №1. – с. 127 – 132.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 462 с.
3. Шахведиев А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство, 2001. – №5. – с. 44 – 47.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации: учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
5. Сергеев В.Л. Системные основы управления процессами нефтегазодобычи. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 144 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.:ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 880 с.

ПРИВЕДЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ К ЕДИНОМУ ШТУЦЕРУ

А.С. Николайченко, Л.Н. Коновалова, М.Д. Полтавская

Научный руководитель доцент В.А.Васильев

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и технологического режима их работы выявил определенную закономерность: по технологическому режиму диаметр штуцера обычно больше, чем максимальный диаметр штуцера при ГДИ. Это, очевидно, обусловлено техническими возможностями замерной установки. Следовательно, необходимо иметь методику пересчета данных ГДИ на фактический режим работы скважины, используя регистрируемые параметры, например давление на устье скважины (до штуцера) и давление в выкидной линии (после штуцера). При этом принимается постоянство газового фактора.

Такая методика позволит также привести фактический режим работы скважины на различных штуцерах к одному, реперному диаметру и, таким образом, оценить темп снижения дебита скважины во времени. Можно также сопоставить скважины по продуктивности.

Будем рассматривать штуцер как местное сопротивление и используем формулу (1):

$$\Delta p_{шт} = \xi \frac{\rho_{см} v_{см}^2}{2} \tag{1}$$

где $\Delta p_{шт}$ - перепад давления на штуцере,

$$\Delta p_{шт} = P_{уст} - P_{лин},$$

где $P_{уст}$, $P_{лин}$ - давление на устье скважины (до штуцера) и в выкидной линии (после штуцера);

$\rho_{см}$ - расходная плотность газожидкостной смеси;

$v_{см}$ - скорость движения газожидкостной смеси в штуцере;

ξ - коэффициент сопротивления штуцера;

Из уравнения материального баланса имеем:

$$\rho_{см} v_{см} = \frac{G_{см}}{F},$$

где $G_{см}$ - массовый расход газожидкостной смеси,

$$G_{см} = Q_{нд} \rho_{нд} + Q_{в} \rho_{в} + Q_0 \rho_0,$$

$Q_{нд}$, $\rho_{нд}$ - объемный расход и плотность дегазированной нефти; $Q_г$, $\rho_г$ - объемный расход и плотность воды; Q_0 , ρ_0 - объемный расход и плотность свободного газа при нормальных условиях ($P_0=0,1$ МПа, $T_0=273$ К.; F - площадь сечения штуцера, $F=0,785d^2$ шт дшт - диаметр штуцера).

Для скорости движения газожидкостной смеси имеем:

$$v_{см} = \frac{1}{F} (Q_{нд} \epsilon_n + Q_г + Q_2)$$

где ϵ_n - объемный коэффициент нефти; Q_2 - расход газа.

Приводя расходные параметры к среднему давлению в штуцере:

$$P_{cp} = \frac{P_{уст} + P_{лин}}{2},$$

имеем

$$Q_0 = Q_{нд} (\Gamma \phi - \alpha P_{cp});$$

$$Q_2 = Q_{нд} (\Gamma \phi - \alpha P_{cp}) \frac{P_0 T_{cp} Z_{cp}}{P_{cp} T_0};$$

$$\epsilon_n = 1 + \alpha P_{cp} \frac{\rho_0 p}{\rho_{гж}},$$

где $\Gamma \phi$ - газовый фактор;

α - коэффициент растворимости газа в нефти;

$\rho_0 p$ - плотность растворенного в нефти газа;

$\rho_{гж}$ - плотность растворенного в нефти газа в жидком состоянии;

Z_{cp} - коэффициент сжимаемости газа при P_{cp} и T_{cp} ;

T_{cp} - средняя температура в штуцере:

$$Q_г = Q_{нд} \frac{n_г}{1 - n_г};$$

$n_г$ - объемная обводненность продукции скважины.

Введем обозначения:

$$a_p = \rho_{нд} + \frac{n_г}{1 - n_г} \rho_г + (\Gamma \phi - \alpha P_{cp}) \rho_0;$$

$$\epsilon_p = 1 + \alpha P_{cp} \frac{\rho_0 p}{\rho_{гж}} + \frac{n_г}{1 - n_г} + (\Gamma \phi - \alpha P_{cp}) \frac{P_0 T_{cp} Z_{cp}}{P_{cp} T_0};$$

Тогда имеем

$$\Delta p_{шт} = \zeta \frac{Q_{нд}^2}{F^2} a_p \epsilon_p; \quad (2)$$

Коэффициент сопротивления штуцера определяется по данным гидродинамических исследований. Формула (2) позволяет рассчитать дебит нефти при известном диаметре штуцера или требуемый диаметр штуцера для требуемого отбора нефти.

Были выполнены расчеты по определению коэффициента сопротивления штуцера по фонтанным скважинам месторождения Белый Тигр. Нефть безводная. Газовый фактор постоянный для различных диаметров штуцеров.

Аналогичные значения коэффициента $\xi=1,35 \pm 0,05$ получены по скважинам 428 (06 - 09.03.2000 г.), 403 (22 - 28.02.1991 г.), 403 (16 - 18.08.1999 г.).

Таблица

Результаты расчета коэффициента сопротивления штуцера

$d_{шт}, \text{мм}$	$\Delta P_{шт}, \text{МПа}$	$P_{ср}, \text{МПа}$	$Q_{но}$ при $\xi_{ср}, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{но}$ по факту, $\text{м}^3/\text{сут}$	ξ	%
10	11,6	7,3	450,7	414,2	1,14	+8,8
14	10,5	6,75	569,4	604,2	1,52	-6,1
16	9,5	6,25	725,5	746,7	1,43	-2,9
20	7,5	5,25	980,2	980,2	1,35	0
22	6,5	4,75	1106,7	1073,9	1,31	+3,05

Необходимо более детально изучить условия проведения ГДИ и уточнить исходные данные.

Анализ результатов расчета.

1. Среднее значение коэффициента сопротивления штуцера $\xi=1,35$.
2. Максимальное отклонение расчетного дебита нефти (при $\xi=1,35$) от фактического составляет 8,8 %, что находится в допустимых пределах.
3. Отклонения коэффициента сопротивления штуцера связаны с неточностью замеров газового фактора и изготовления штуцера.

Литература

1. Гужов А И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 280 с.
2. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям/ Под ред. М. О. Штейнберга.– 3-е изд., перераб. и доп. – М.; Машиностроение, 1992. – 672 с: ил.

МЕТОД ОПТИЧЕСКОЙ МИКРОСКОПИИ В ИССЛЕДОВАНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

А.П. Пащенко

Научный руководитель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка нефтяных месторождений характеризуется непрерывным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнением пластов и продукции, что ведет к увеличению устойчивости водонефтяных эмульсий, образующихся в процессе добычи. Одной из наиболее сложных задач, возникающих при подготовке скважинной продукции таких месторождений, является разрушение водонефтяных эмульсий, образующихся на различных стадиях обезвоживания. Для этого широко применяются различные деэмульгаторы – поверхностно-активные вещества, основное назначение которых – вытеснить с поверхностного слоя капель воды эмульгаторы – естественные поверхностно-активные вещества, содержащиеся в нефти (асфальтены, нафтены, смолы, парафины и мехпримеси). Выбор эффективного способа деэмульсации требует знания свойств эмульсий, образующихся при добыче нефти, а также факторов, влияющих на их устойчивость. Особенно актуальными остаются вопросы поиска новых более эффективных деэмульгаторов, применяемых в процессах обезвоживания нефти, а также поиск альтернативных методов физического воздействия на эмульсии[2].

В настоящей работе исследуется эффективность деэмульгатора марки «ХПД-008(СН)» водонефтяных эмульсий. Данный реагент применяется в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в системе сбора и на установках подготовки нефти. Он представляет собой композицию из активной основы (смесь из блоксополимеров окиси этилена и пропилена с добавкой неионогенного ПАВ) и растворителей [1].

В качестве объекта исследования была использована модельная водонефтяная эмульсия, приготовленная искусственно. В качестве метода исследования применялся метод оптической микроскопии с использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечение анализа изображений ImageScopeColor. Преимущества данного метода анализа: прямые измерения; для анализа требуется минимальное количество пробы; модульная система позволяет проводить базовую обработку изображений, ручных измерений по изображениям, статистическую обработку результатов измерений.

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти М

Наименование показателей:	Значение показателей
Плотность, кг/м ³ при 20 оС	861,0
Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20оС	25,60
Молекулярная масса	293
Содержание, масс.доли, %	
воды	3
мех.примесей	0,04
серы	0,635
асфальтенов	0,14
смол	15,44
парафина	0,96
хлористых солей, мг/л	1448,0

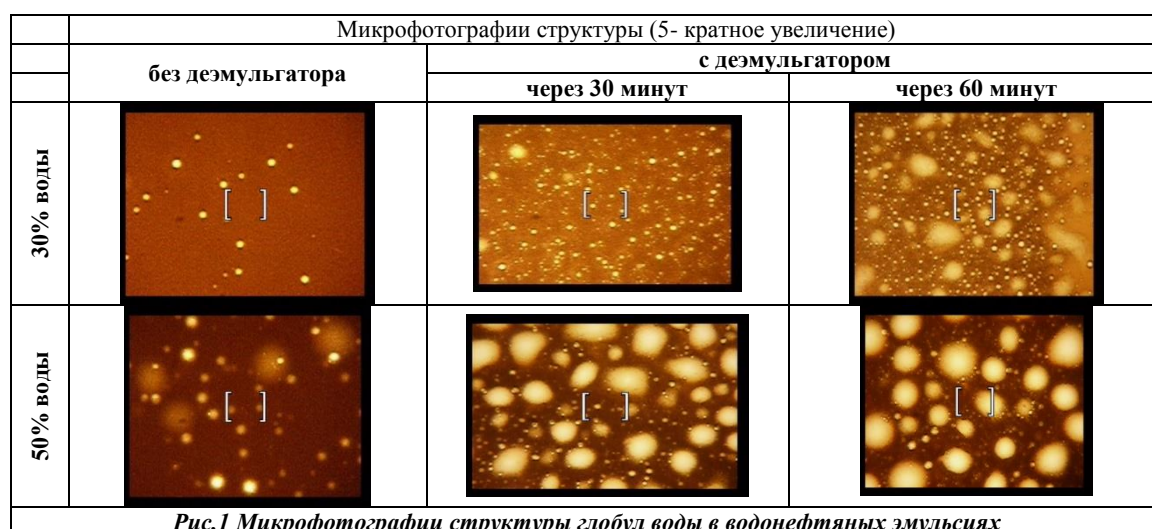
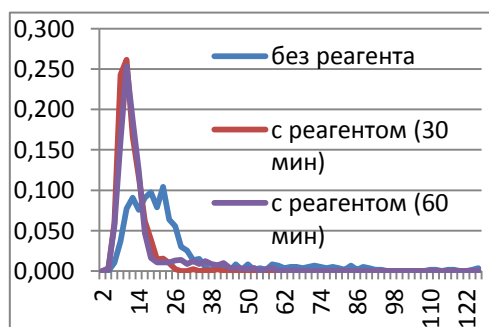


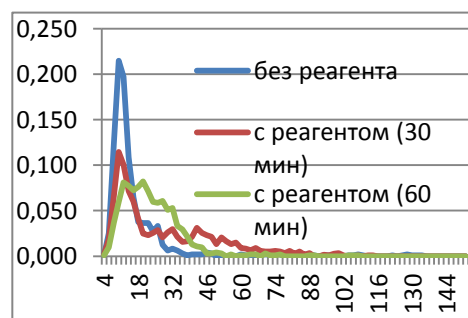
Рис.1 Микрофотографии структуры глобул воды в водонефтяных эмульсиях

Водонефтяные эмульсии были приготовлены из высокосмолистой нефти М путем перемешивания на экстракторе ПЭ-8000 в течение 10 минут со скоростью вращения вала 3000 об/мин и дистиллированной воды с содержанием 30 % и 50 % об. Физико-химические свойства нефти представлены в таблице 1.

К полученным эмульсиям был добавлен деэмульгатор в количестве 0,108 %, после чего смесь тщательно перемешали. Вначале были исследованы образцы эмульсий без добавления деэмульгатора. Затем наблюдение проводили для каждой пробы водонефтяной эмульсии, полученной после её 30-ти и 60-ти минутной стабилизации. В образцах измерялся диаметр капель воды и проводился дисперсионный анализ исследуемой системы (больше 1000 измерений на каждый образец).



а



б

Рис.2 Дифференциальные кривые распределения глобул воды по размерам: а) 30% эмульсия б) 50% эмульсия

Для каждой концентрации эмульсии делали микрофотографии внутренней структуры. По визуальным наблюдениям фотоснимков, можно сделать выводы об изменении диаметра капель воды в эмульсии (рис. 1). По результатам измерений были получены дифференциальные кривые распределения капель воды по размерам рис.2.

Из полученных результатов мы видим, что в эмульсии с концентрацией 30% максимум приходится на долю частиц размером 22 мкм, после добавления деэмульгатора количество крупных частиц уменьшилось, но образовалось много новых мелких частиц размером до 10 мкм. В эмульсии с концентрацией 50 % все происходило иначе: сначала максимум приходился на долю частиц размером 12 мкм, а затем маленькие частицы стали коалесцировать, образуя более крупные глобулы размером больше 24 мкм. Также видно, что при увеличении общего содержания воды от 30% до 50% в эмульсии, средние диаметры капель растут в результате коалесценции капель.

В результате данной работы были определены размер, строение и относительное количество глобул воды в эмульсии, на основе этих данных получены дифференциальные кривые распределения. Показано, что высокосмолистая с небольшой вязкостью нефть образует эмульсии, которые потом эффективно разрушаются при добавлении деэмульгатора. На динамику процесса обезвоживания также значительное влияние оказывает содержание воды в нефти: величина межфазной поверхности увеличивается вместе с ростом концентрации воды в эмульсии.

Литература

1. Паспорт безопасности химической продукции: деэмульгатор ХПД-008 по ТУ 2458-032-69415476. – Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
2. Афанасьев Е.С. Факторы стабилизации и эффективность разрушения водонефтяных эмульсий: автореф.дисс.канд. технич. наук., – Астрахань, 2013. – 3 с.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ НА МОДЕЛЯХ ПЛАСТА

А.В. Пестерев, Е.В. Тупицин, Д.Н. Мезенцев, А.А. Аноп

Научный руководитель заведующий лабораторией А.Г. Скрипкин

ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

При разработке нефтяных месторождений неоднородность по проницаемости продуктивного пласта обуславливает раннее обводнение продукции, что в свою очередь приводит к снижению значений коэффициента извлечения нефти по сравнению с проектными. Решением проблемы раннего обводнения продукции и снижения издержек являются третичные методы увеличения нефтеотдачи, и, в частности, потокоотклоняющие технологии (ПОТ). Потокоотклонители предназначены для ограничения фильтрации воды через обводнённый участок пласта и увеличения фильтрации через нефтенасыщенный.

Цель работы – экспериментальная оценка эффективности воздействия потокоотклоняющих составов на моделях пласта с применением естественного зерна.

В качестве ПОТ были выбраны составы Seurvey RPM-2, Aqualock производства ООО «Промышленная химия» и WC 204 производства фирмы «PIORCO». Для исследования фильтрационно-емкостных свойств коллектора было отобрано 106 образцов терригенного зерна продуктивных пластов с температурой $T_{пл} \sim 30^\circ \text{C}$ и $\sim 60^\circ \text{C}$ одного из месторождений Западной Сибири. Коэффициент пористости образцов – от 0,208 до 0,312. Образцы были разбиты на 4 класса по проницаемости для моделирования геологических особенностей резервуара, содержащего гидродинамически несвязанные пласты (табл. 1).

Таблица 1

Класс проницаемости образцов зерна

Класс проницаемости	$T_{пл} = \sim 30^\circ \text{C}$		$T_{пл} = \sim 60^\circ \text{C}$	
	$K_{пр\ min}, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$K_{пр\ max}, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$K_{пр\ min}, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$K_{пр\ max}, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$
1	67	200	22	67
2	200	600	67	200
3	600	1200	200	600
4	1200	3600	600	1800

Фильтрационные исследования проводились на установках FDES-650 и CFS-830 (производства «Coretest Systems»), которые позволяют проводить эксперименты на «объемной» (одновременная подача флюидов в два зернодержателя) и «линейной» (последовательная подачу флюидов в первый и второй зернодержатели) моделях при пластовых давлениях и температуре.

Методика эксперимента на «объемной» модели, а также на «линейной» высокопроницаемой модели состоит из нескольких этапов:

- вытеснение нефти моделью пластовой воды при закачке около 1,5 поровых объемов ($V_{пор}$) с рабочей скоростью 1 м/сутки и определение проницаемости по жидкости – $K_{пр1}$;
- закачка потокоотклоняющего состава в количестве 0,5 $V_{пор}$ промытой зоны (высокопроницаемой колонки) с последующим выдерживанием в течение 72 часов;
- фильтрация минерализованной воды ($\leq 1,0 V_{пор}$) и определение проницаемости по жидкости – $K_{пр2}$;
- для проверки стабильности (устойчивости) состава в поровом пространстве проводится «раскачка» последнего – фильтрация минерализованной воды на скорости в 5 и 10 раз выше рабочей;
- фильтрация минерализованной воды (0,5 $V_{пор}$) на рабочей скорости, определение $K_{пр3}$.

Эксперимент с «линейной» низкопроницаемой моделью пласта состоит из этапов: определение проницаемости по нефти; закачка потокоотклоняющего состава в количестве 0,5 $V_{пор}$ с последующим

выдерживанием системы в течение 72 часов; повторная фильтрация нефти; проверка устойчивости состава в поровом пространстве.

В ходе работы было проведено 19 фильтрационных экспериментов на колонках образцов с разным соотношением классов проницаемости. На «объемной» модели параметром характеризующим степень восстановления проницаемости является отношение проницаемостей до и после воздействия потокоотклоняющего состава ($K_{пр3}/K_{пр1}$) по низкопроницаемой колонке (НК). На «линейной» модели критерием эффективности исследуемых ПОТ является степень уменьшения проницаемости по воде для высокопроницаемой колонки (ВК) и незначительное снижение проницаемости по нефти для НК.

В результате проведенных исследований установлено, что состав Seurvey RPM-2 перераспределяет потоки в «объемной» модели только на керне с абсолютной проницаемостью до $(400 \div 500) \cdot 10^{-3}$ мкм², далее с ростом абсолютной проницаемости образцов керна перераспределение потоков снижается или не происходит ($K_{пр3}/K_{пр1} \sim 1$). Закачка ПОТ Seurvey RPM-2 на «линейной» модели приводит к резкому снижению проницаемости по обеим колонкам.

Показательным параметром для «объемной» модели, характеризующим распределение потоков жидкости по двум колонкам образцов (двум разнопроницаемым пропласткам), является отношение расходов (относительный дебит – Q_3/Q_1) по НК до и после воздействия потокоотклонителя. Установлено, что после воздействия состава Seurvey RPM-2 происходит рост относительного дебита жидкости через НК на модели с проницаемостью класса 1-2 (рис. 1).

Выявлено, что после закачки состава Aqualock коэффициент восстановления проницаемости в целом для обеих моделей снижается ($K_{пр2}/K_{пр1} < 0,5$). Отсутствие эффекта избирательного воздействия на высокопроницаемые пропластки и общее кратное снижение проницаемости по жидкости характеризует данный состав как жидкость глушения в связи, с чем из дальнейших исследований состав Aqualock был исключен.

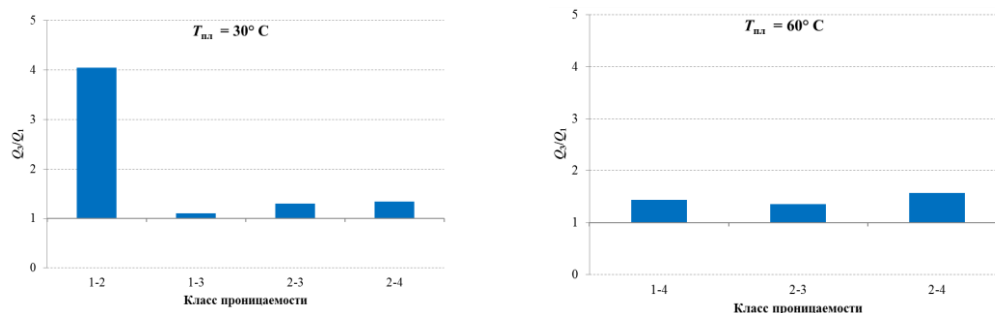


Рис.1 Относительный дебит флюида для НК в «объемной модели» после закачки ПОТ Seurvey RPM-2

Эксперименты с ПОТ WC 204 показали его высокую эффективность перераспределения потоков флюида во всем рассматриваемом диапазоне абсолютных проницаемостей керна (рис. 2).

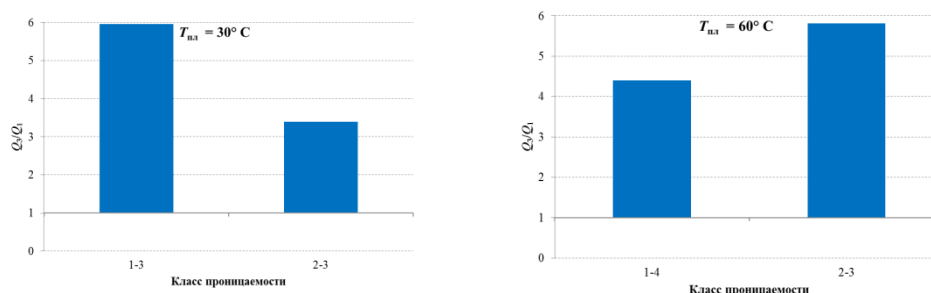


Рис.2 Относительный дебит флюида для НК в «объемной модели» после закачки ПОТ WC 204

Анализ данных по влиянию температуры пласта на эффективность воздействия ПОТ не выявил единой тенденции. Так для состава Seurvey RPM-2 не отмечено влияние температуры пласта и, напротив, для состава WC 204 получен положительный отклик на повышение температуры пласта (рис. 3).

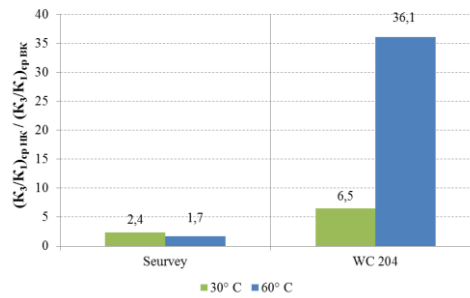


Рис.3 Зависимость отношения среднего значения коэффициента восстановления проницаемости от температуры пласта

По эффективности перераспределения потоков составы располагаются в ряд WC 204 → Seurvey RPM-2 → Aqualock. Состав WC 204, как наиболее эффективный, рекомендован для применения на рассматриваемом месторождении.

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Е.В.Романова

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность работы обусловлена необходимостью определения параметров нефтяных пластов в процессе нормальной эксплуатации скважин, оснащенных стационарными измерительными системами для гидродинамического мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений.

Введение. В настоящее время на нефтяных месторождениях России большинство скважин механизированного фонда оборудованы телеметрическими системами, позволяющими осуществлять мониторинг гидродинамических параметров (забойное давление на приеме насоса, фазовый дебит скважины, температура и т.д.) в условиях нормальной эксплуатации скважин (без их длительных остановок) [1]. Однако традиционные, наиболее информативные технологии определения параметров нефтяных пластов по результатам нестационарных гидродинамических исследований скважин и пластов требуют проведения достаточно длительных остановок скважин с детальным анализом кривой восстановления давления (КВД) и ее производной, выделением на КВД участков радиального притока, использованием графо - аналитических методов интерпретации и т.п. [1,2]. Данные технологии носят достаточно трудоемкий и затратный характер, поскольку интерпретация КВД производится после завершения заранее спланированных исследований, что часто приводит к продолжительным простоям скважин и значительной потере добычи нефти.

Адаптивная идентификация и интерпретация нефтяных пластов является интегрированная система моделей дебита скважины вида [3,4]

$$\begin{cases} q_n^* = q_n + \xi_n = f_0(a_n, p_{z,n}) + \xi_n, \\ \bar{Z}_n = Z_n + \eta_n = F_a(a_n, q_n) + \eta_n, n = \overline{1, n_n}, \end{cases} \quad (1)$$

Особенность модели (1) заключается в том, что ее параметры $a_n = (\alpha_j(t_n), j = \overline{1, m})$ - неизвестные однозначные функции $\alpha_j(t_n)$ дискретного времени t_n . В модели (1) приняты следующие обозначения: $q_n^*, p_{z,n}$ – фактические значения дебита и забойного давления скважин в момент времени t_n (предполагается, что забойные давления измеряются точно либо с малой ошибкой); q_n – значения дебита скважины, полученные на основе модели $f_0(a_n, p_{z,n})$, заданной с точностью до вектора параметров $a_n = (a_{n1}, a_{n2}, \dots, a_{nm})$; \bar{Z}_n, Z_n – векторы известных к моменту времени t_n дополнительных априорных данных $\bar{Z}_n = (\bar{z}_{n1}, \bar{z}_{n2}, \dots, \bar{z}_{np})$ и сведений Z_n , полученных на основе моделей $F_a = (f_{a1}, f_{a2}, \dots, f_{ap})$; t_1, t_k – моменты времени начала и завершения режима нормальной эксплуатации скважин; ξ_n, η_n – случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок и т. п.

Для решения задачи адаптивной идентификации (1) будем предполагать, что параметры $a(t_n) = a_n = \text{const}$ постоянны на текущем интервале обработки $t \in [t_n, t_n - \tau] \in [t_1, t_k]$ с номером n , который может быть определен, например, с помощью весовой функции $w_i = 1$ при $t \in [t_n, t_n - \tau]$ и $w_i = 0$ при $t \notin [t_n, t_n - \tau]$. С учетом данного допущения на параметры интегрированной системы моделей дебита скважины

(1) процесс адаптивной идентификации, с использованием технологии интегрированных моделей согласно [3,4], можно представить в виде последовательного решения оптимизационных задач:

$$a_n^* (\beta_n) = \arg \min_{a_n} \Phi(a_n, \beta_n), \quad (2)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(a_n^*(\beta_n)), \quad n = \overline{1, n_k} \quad (3)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); $\Phi(a_n, \beta_n, h_n) = \Phi(J_0(a_n, h_n), J_a(a_n, \beta_n))$ – комбинированный эмпирический показатель качества системы моделей (1), представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества модели дебита скважины $f_0(a_n, p_{z,n})$ и частного критерия качества системы моделей дополнительных априорных сведений $F_a(a_n, q_n)$ где $\beta_n = (\beta_{k,n}, k = \overline{1, p})$ – вектор управляющих параметров, определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений \bar{Z}_n .

Результаты оценки качества моделей и алгоритмов. Результаты экспериментальной оценки качества моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации нефтяных пластов с использованием промысловых данных нормальной эксплуатации скважины № 535 нефтяного месторождения Томской области приведены на рис. 1-2. На рис.2 (линия 1) приведены оценки коэффициента продуктивности скважины (рис. 1 а)) и пластового давления (рис. 1 б)), полученные методом адаптивной интерпретации с использованием интегрированной системы моделей дебита скважины (1),(5) и экспертных оценок коэффициента продуктивности $\bar{k} = 4$ м³/сут ат и пластового давления $\bar{p} = 180$ ат. Линией 2 изображены оценки коэффициента продуктивности скважины и пластового давления, полученные адаптивным методом идентификации с регуляризацией по А.Н. Тихонову [5] Линией 3 изображены оценки коэффициента продуктивности скважины и пластового давления, полученные с использованием метода наименьших квадратов. На рис.2 приведены относительные ошибки оценок продуктивности скважины и пластового давления,

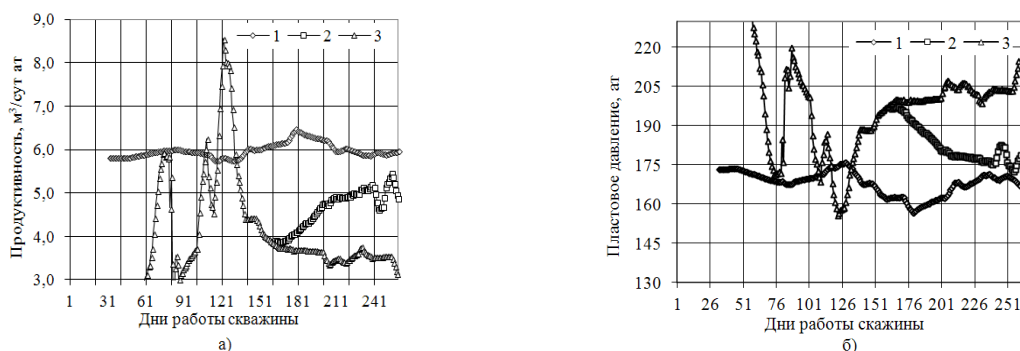


Рис. 1 Оценки продуктивности скважины а) и пластового давления б)

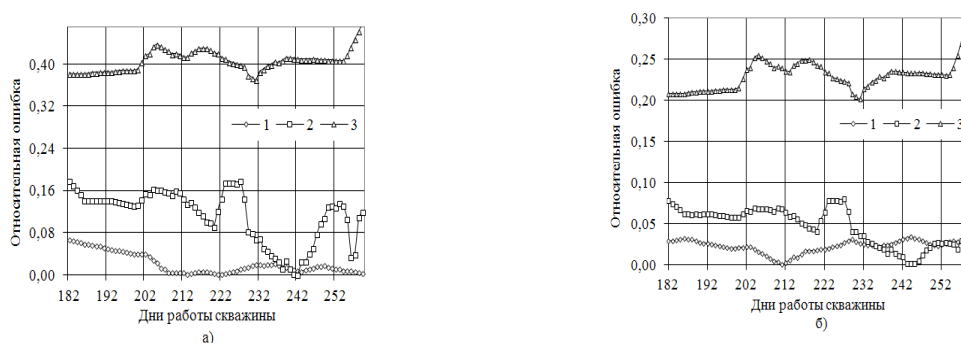


Рис. 2 Относительные ошибки оценок продуктивности скважины а) и пластового давления б)

Из рис. 1, 2 видно, что оценки продуктивности скважины и пластового давления, полученные по технологии адаптивной интерпретации с учетом априорной информации, изображенные линией 1, более точны и устойчивы по сравнению с традиционными оценками, изображенными линиями 2 и 3 соответственно.

Заключение. На примере промысловых данных дебита и забойного давления скважины нефтяного месторождения Томской области в условиях ее нормальной эксплуатации показано, что алгоритмы адаптивной интерпретации с учетом априорной информации позволяют значительно повысить точность оценок продуктивности скважин и пластового давления. Предложенные модели и алгоритмы адаптивной

интерпретации могут быть использованы в автоматизированных системах оперативной обработки промысловых данных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно измерительными системами.

Литература

1. Ипатов А.И. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев // Нефтяное хозяйство, 2009. – № 1. – С. 52 – 55.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные модели и алгоритмы идентификации дебита скважин нефтяных месторождений / В.Л.Сергеев, Д.В. Севастьянов // Известия Томского политехнического университета . – 2006. – Т. 321. – № 6. – С. 149 – 152.
5. Тихонов А.Н. Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. – М.: Наука, 1979. – 392 с.

МЕХАНИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ АСПО ИЗ СКВАЖИНЫ

Е.Г. Руфин

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Избавиться от образовавшихся отложений можно двумя методами: механический и химический. К механическому методу можно отнести разбуривание, расверливание солей и использование гидромониторов. К химическим методам относятся такие способы как: удаление гипса при помощи гидроксидов, карбонатных и бикарбонатных реагентов с последующим растворением продуктов реакции соляной кислоты, а также обработка комплексообразующими реагентами, которые образуют устойчивые ковалентные связи с определяемыми элементами.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений. Для этой цели разработали целое множество скребков различной конструкции. Использование данного метода борьбы с АСПО значительно осложняется тем, что для его применения часто необходимы остановка работы оборудования, трубопровода и предварительная обработка их поверхности. Кроме того, возможны застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие проблемы.

В конце 50-х годов в фонтанных скважинах для удаления парафина со стенок труб еще применялись ручные лебедки, на которые наматывалась скребковая проволока диаметром 2,5 – 3,0 мм, на свободный конец которой крепился скребок, выполненный конструктивно таким образом, что при движении вниз он складывался, а при движении вверх раздвигался до диаметра труб и соскребал с их внутренней поверхности отложившийся парафин. Оператор периодически в зависимости от интенсивности образования отложений на трубах вручную спускал скребок до требуемой глубины в НКТ, а затем поднимал его.

Позже этот процесс механизировался с применением электроприводной лебедки.

Затем были созданы автоматизированные депарафинизационные установки АДУ-3, которые включались на спуск скребка по программе, автоматически реверсировались и отключались при достижении скребком устья скважины. Позже были предложены «летающие» скребки, разработанные УфНИИ.

Первоначальный пуск скребка в скважину производил оператор через лубрикатор. При этом скребок находился в сложном положении, то есть режущие элементы устанавливались параллельно потоку флюида и создавали его движению минимальное сопротивление, вследствие чего скребок падал вниз. Достигнув нижнего амортизатора, скребок ударялся о него, раскрывался, режущие элементы устанавливались перпендикулярно потоку, принимая размер на 1 – 2 мм меньше диаметра труб, перекрывали их проходное сечение и потоком скважинного флюида перемещались вверх, одновременно соскабливая отложившийся на внутренней поверхности парафин. Достигнув верхнего амортизатора и ударившись о него, скребок складывался и падал вниз.

В насосных скважинах для борьбы с отложениями парафина на стенках подъемных труб применяются металлические скребки, укрепляемые на насосных штангах. В СНГ в основном используются пластинчатые скребки, изготовленные из 2,5 – 3 мм пластин листового железа (рис. 1), прикрепляемые к штангам при помощи хомутов.

Потребное количество скребков для каждой колонны насосных штанг:

$$n = \frac{h_n + 50}{l + l_n}$$

где h_n – глубина отложения парафина в м;

l – длина хода плунжера насоса или расстояние между пластинами в м;

l_n – длина пластины в м.

Насосные установки оборудуют штанговращателями при использовании пластинчатых скребков, которые подвешивают к головке балансира станка-качалки. Сальниковый шток заклинивается в роторе штанговращателя, и при его повороте поворачивается и колонна насосных штанг с укрепленными на них

скребками, при этом боковыми гранями срезается парафин со стенок труб. Штанговращатель вращает колонну насосных штанг на один оборот обычно за 40 ходов штока.

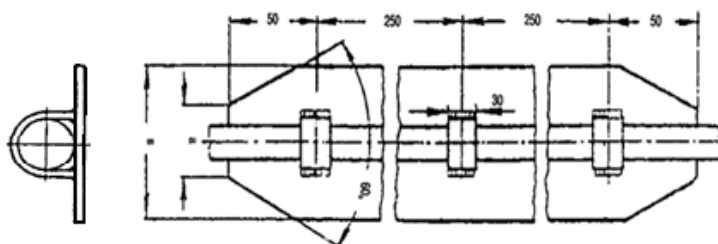


Рис. 1 Скребок пластинчатый

Отложения парафина в лифтовых трубах скважин, оборудованных СКН, удаляют в основном с помощью торцевых укороченных пластинчатых скребков ТатНИИ (рис. 2), привариваемых к штангам. При использовании пластинчатых скребков торцевого типа насосные установки также оборудуются штанговращателями, которые подвешивают к головке балансира. В торцевых скребках основной режущей кромкой является грань, определяющая толщину скребка. Парафин со стенок труб срезается во время движения колонны штанг, при повороте которых с помощью штанговращателя скребок перемещается в новое положение.

Число скребков n , необходимое для укомплектования колонны штанг,

$$n = \frac{H}{l + l_c - l_n},$$

где H – глубина спуска скребков;

l – длина хода полированного штока;

l_c – длина скребка;

l_n – длина зоны перекрытия по вертикали.

Применение укороченных торцевых скребков позволило уменьшить расход металла на их изготовление в 5 раз (по сравнению со скребками большой длины), резко снизить нагрузку на головку балансира, упростить технологию крепления их к штангам.

Ширина пластины принимается меньше на 2 – 3 мм соответствующего диаметра подъемных труб.

Широко распространен способ очистки выкидных линий от парафина с помощью резиновых шаров (торпед), который применим при любом способе эксплуатации скважин. Шары в трубопроводах продвигаются под действием потока жидкости эксплуатирующихся скважин. При использовании эластичных шаров (торпед) трубопроводы не должны иметь выступов и острых кромок на внутренней поверхности. Радиусы закругления трубопроводов диаметрами 100 мм должны быть не менее 150 мм. Схема обвязки устья скважин и приемного устройства на групповой установке показана на рис. 2. Перед первым пуском шара трубопровод пропаривается или промывается горячей нефтью. Частота запуска шара зависит от интенсивности парафинизации трубопроводов. При обводнении продукции скважин до 30% и более шары запускаются 1 – 2 раза в месяц. В приемной камере по указателю фиксируется поступление шара, который сразу же извлекается. При застревании его в трубопроводе пропускают второй шар. Если это оказалось неэффективным, оба шара проталкивают с помощью насосного агрегата. Превышение давления в трубопроводе выше допустимого свидетельствует об образовании глухой парафиновой пробки, для ликвидации которой используют пропарку трубопровода со стороны групповой установки по участкам.

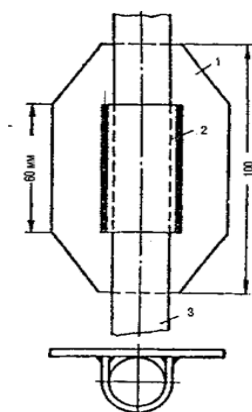


Рис. 2 Пластинчатый скребок ТатНИИ торцевого типа
1 – скребок, 2 – муфта крепления, 3 – штанга

Для очистки от отложений парафина в магистральных трубопроводах применяют также шаровые резиновые разделители (РШ), которые используются и для предотвращения смешивания разноразных продуктов в процессе их перекачки. Выпускают шаровые разделители и с магнитным датчиком, который в комплексе со специальным наземным оборудованием позволяет определять местонахождение шара в подземном трубопроводе.

В качестве рабочей жидкости летом применяется вода, зимой – антифриз. Для очистки трубопроводов переменного сечения используются шары типа СРШ, отличительной особенностью которых является наличие в толще стенки шара изолированного эластичного пористого слоя. Благодаря этому шар проходит через задвижки и участки трубопроводов с меньшим проходным сечением.

Вновь вводимые в эксплуатацию трубопроводы очищаются калибровочными поршнями, в передней части которых имеются жесткие металлические диски диаметром, равным 95% внутреннего диаметра труб. Благодаря этому обеспечивается полное удаление посторонних предметов и выявление дефектов трубопровода. Для периодической очистки трубопроводов применяют щелочные скребки.

Литература

1. Молчанов Л.С. Подземный ремонт скважин. – М.: Недра, 1986. – 181с.
2. Будников В.Ф., Макаренко П.П. Диагностика и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. . – М.: Недра, 1997. – 245 с.
3. Басанрыгин Ю.М., Булатов А.И. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин, 2002. – 336 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ В ЯЧЕЙКЕ ХЕЛЕ-ШОУ

А.В. Степико

Научные руководители доцент В. М. Галкин¹, ведущий научный сотрудник В.А. Кувшинов²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти, СО РАН, г. Томск, Россия

В настоящее время заводнение, как метод разработки нефтяных месторождений применяется повсеместно. Использование воды для вытеснения нефти из пласта целесообразно, когда отношение вязкостей нефти и воды $\mu_0 = \mu_{\text{нефть}} / \mu_{\text{вода}}$ лежит в диапазоне от одной до пяти единиц. При дальнейшем увеличении данного отношения сильно проявляется неустойчивость Саффмана-Тейлора [2], которая заключается в образовании «пальцев», при вытеснении более вязкой жидкостью менее вязкой, что снижает эффективность заводнения. При высоких значениях параметра $\mu_0 = 20 - 30$ оправдано применение так называемого полимерного заводнения. При данном виде заводнения в качестве вытесняющих агентов применяются различные полимеры (полиакриламиды, полисахариды). Использование полимеров позволяет получить необходимое соотношение вязкостей μ_0 среды и агента, а также добиться некоторых других преимуществ.

Для экспериментального исследования нестационарного процесса вытеснения жидкости наиболее часто используются лабораторные установки в виде фильтрационной колонки. В этом случае моделируется одномерный (по пространственной координате) случай. Значительно реже применяется ячейка Хеле-Шоу, изобретенная английским инженером Henry Selby Hele-Shaw, которая представляет собой две параллельные пластины, разделенные небольшим зазором и которая используется для изучения характера обтекания тел жидкостью. Также ячейка используется для моделирования процессов течения и вытеснения жидкости в пористой среде. Ее преимущество в том, что в отличие от колонки, можно моделировать двумерный процесс вытеснения жидкости. В работе [1], при моделировании процессов в нефтяном пласте на ячейке Хеле-Шоу, для регистрации движения жидкости использовались рентгеновские лучи. Такие опыты требуют сложного оборудования и строгого соблюдения техники безопасности. Цель данной работы – сделать экспериментальную установку на основе ячейки Хеле-Шоу и провести опыты, аналогичные [1], используя оптический диапазон для регистрации движения жидкости, а в дальнейшем создать численную модель ячейки Хеле-Шоу используя математическую постановку из [3] и [4].

Лабораторные исследования проводились на базе Института химии нефти Сибирского отделения Российской Академии наук. В качестве ячейки Хеле-Шоу использовались две пластины из оргстекла, одна из которых имела центральное отверстие для подачи в полость жидкости. В качестве вязкой среды использовался водный раствор глицерина с флуоресцирующим веществом (флуоресцеин) и вытесняющий агент – водный раствор комплексного соединения поливинилового спирта и йода (йодиол). В ходе экспериментов получены характерные особенности вытеснения вязкой жидкости менее вязким агентом (неустойчивость Саффмана - Тейлора), которые проявляются визуально наличием четкой фрактальной структуры в виде своеобразных пальцев. На рисунке показан один из характерных опытов.

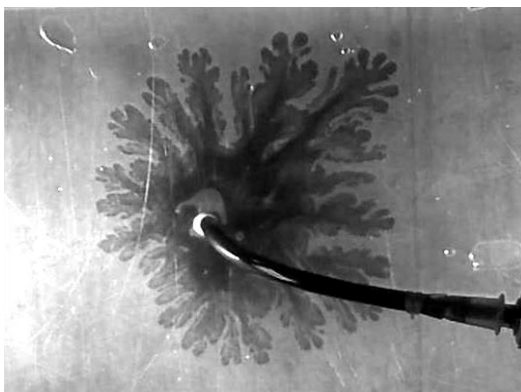


Рис. Появление "вязких пальцев"

При проведении экспериментов, которые проводились совместно с Н. О. Таскиным, получены некоторые особенности технологии проведения данных опытов. В частности, установлено оптимальное соотношение вязкостей среды и агента μ_0 , которое должно быть в пределах 20 – 30 единиц.

Литература

1. Skauge, A., Ormehaug, P.A., Vik, B.F., Fabbri, C., Bondino, I, and Hamon, G. Polymer Flood Design for Displacement of Heavy Oil Analysed by 2D-imaging// EAGE 17 – St. Petersburg, Russian, 16 - 18 April 2013. – С. 3 – 8.
2. Ершов А. П. Неустойчивость «невязкого пальца» в регулярных моделях пористой среды// Прикладная механика и техническая физика. – Новосибирск, 2001. – №2. – С. 129 – 131
3. Механика жидкости и газа. / Под ред. Л. Г. Лойцянский. – М: Дрофа, 2003. – С. 432 – 435.
4. Окендон Дж.Р., Ховисон С.Д. П.Я.Кочина и Хеле-Шоу в современной математике, естественных науках и технике // Прикладная математика и механика, 2002. – Т. 66. – № 3. – С. 515 – 524.

ОЦЕНКА ДИНАМИКИ СНИЖЕНИЯ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ПО АНАЛИЗУ ПОЛЯРИЗАЦИОННЫХ КРИВЫХ

Д.А. Султанова, Р.Р. Хусаинов

Научный руководитель доцент А.В. Максютин

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Процесс разрушения материала, в результате химического или физико-химического взаимодействия с агрессивной средой, называется коррозией. В нефтегазовой отрасли данный процесс имеет особое значение, так как внутрискважинное оборудование постоянно контактирует с нефтью, минерализованной водой, подвергается воздействию солей и механических, что способствует ускоренному разрушению материала. Коррозионные процессы отличаются широким распространением и разнообразием условий и сред, в которых они протекают.

Коррозия в промышленном оборудовании является общей проблемой практически для всех месторождений, находящихся на поздних стадиях эксплуатации, с повышенной минерализацией среды, концентрацией кислорода, углекислого газа или сероводорода. Проблема коррозии оборудования при добыче нефти характерна не только для России. Уровень ее остается высоким и на месторождениях стран СНГ: Республики Узбекистан, Азербайджана, Казахстана, Беларуси и др. Проблема отмечена при добыче нефти практически во всех крупных нефтяных странах мира - Канаде, Великобритании (в акватории Северного моря), странах Южной Америки, Африки, Юго-Восточной Азии, на Ближнем Востоке (зона Суэцкого залива), и других регионах.

Коррозия является причиной огромных экономических и технологических потерь, поэтому практически во всех нефтегазовых и сервисных компаниях применяются те или иные виды и способы защиты. Основными способами защиты от коррозии являются: химические, физические, технологические [1].

В качестве решения данной проблемы предлагается использование химических методов защиты оборудования, таких как применение ингибиторов коррозии. Как правило, ингибиторную защиту применяют как предупреждающую меру до внедрения более радикальных способов. 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. В зависимости от механизма действия различают ингибиторы коррозии барьерного типа, нейтрализующие, удаляющие и прочие (рис. 1).

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.

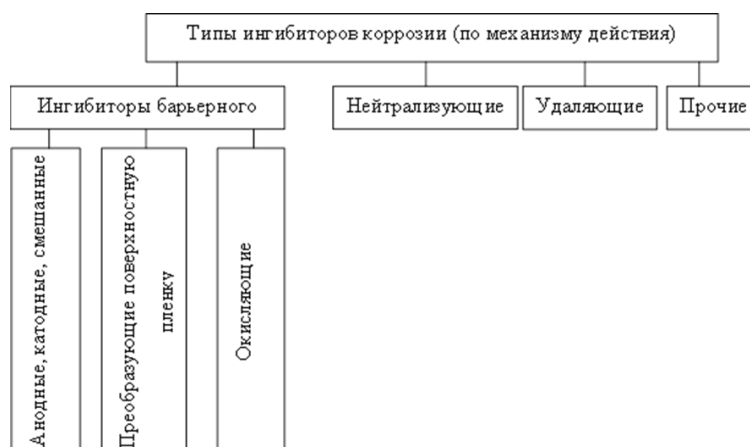


Рис.1 Классификация ингибиторов коррозии [2]

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].

При проведении лабораторных испытаний защитного действия образцов ингибиторов коррозии использовалась модель воды, состав которой аналогичен составу исследуемого месторождения (табл.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

Солевой состав модели воды

№	Свойства	Единица измерения	Величина
	Общая минерализация	мг/дм ³	15435,6
1	NaCl	мг/дм ³	136,0
2	или (CaCl ₂ ·6H ₂ O)		4,682
3	или (MgCl ₂ ·6H ₂ O)		5,2
4	NaHCO ₃		1,124
5	Na ₂ SO ₄		0

В результате оценки эксплуатационных свойств образцов, а также защитного действия тестируемых 20 ингибиторов, была получена единая линейка сравнительной эффективности ингибиторов коррозии (ЕЛЭИС) для месторождений, на основании которой рассматривалась зависимость изменения коррозионного потенциала под воздействием внешнего постоянного тока от скорости коррозионного процесса.

В ходе лабораторных исследований защитных свойств ингибиторов коррозии методом поляризационного сопротивления получены графики, которые являются характеристикой динамики снижения скорости коррозии. Анализ полученных зависимостей позволяет спрогнозировать дальнейшее поведение ингибитора, оценить защитное действие реагента. На рис. 2 приведены графики, отобранные из проведенного массива испытаний.

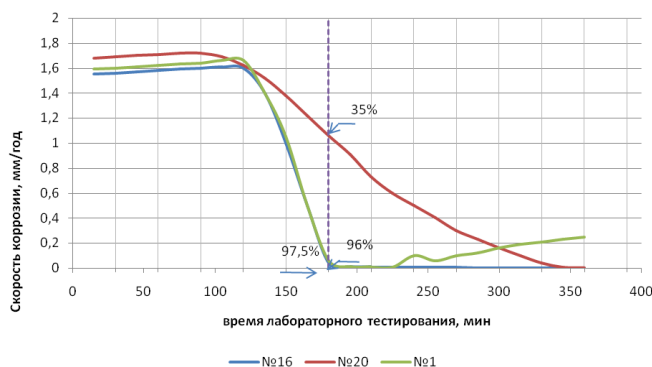


Рис. 2 Поляризационные кривые отобранных из проведенного массива испытаний образцов

Из графика видно, что по истечении равного времени защитный эффект для ингибиторов № 16, 1 и 20 составил, соответственно 97,5%, 35% и 96%. Важным параметром, который можно оценить по графику, является прочность защитной пленки. Данную характеристику можно увидеть по нестабильности скорости коррозии во второй части графика. У образца №3 в период стабилизации, скорость коррозии начинает увеличиваться, это означает, что пленка, образованная ингибитором смывается, что негативно сказывается на защитном действии.

Таким образом, можно сделать вывод, что лучшим из представленных образцов является реагент №16, с высоким защитным действием и продолжительным эффектом. Реагент №2 характеризуется слабым защитным действием, а №3 – высокой эффективностью, но слабым адсорбционным действием.

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (МК-315.2014.5).

Литература

1. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее // Территория «Нефтегаз», 2011. – № 1(18). – С. 18 – 25.
2. Лазарев А.Б. Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования и критерии их применимости // Инженерная практика, 2011. – № 8. – С. 14 – 19.
3. Практическое руководство по использованию потенциостата Gill 12 // Сайт компании ACM Instruments (Великобритания, Камбрия) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.potentiostat.com/>, свободный. (дата обращения: 31.01.2013).

СПЕЦИФИКА НЕУСТОЙЧИВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ЗАВОДНЕНИЯ

Н.О. Таскин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во время развития нефтедобывающей отрасли стали использовать такой метод как заводнение пласта. Заводнение широко используется для повышения пластового давления истощающегося коллектора и для получения дополнительного притока нефти к добывающим скважинам. Выигрыш состоит в низких капитальных и эксплуатационных затратах, особенно если сравнивать с большинством других методов увеличения нефтеотдачи, хотя при этом нужно учитывать и затраты на бурение новых нагнетательных скважин. Но главная проблема процесса заводнения пласта с нефтью - неустойчивое вытеснение нефти водой, на что и нацелено внимание данной статьи. Но из-за данного эффекта вода опережает нефть и проникает значительно дальше, чем хотелось бы, и на поверхность выкачивается смесь, содержащая в основном воду.

Цель исследования: рассмотрение особенностей данной проблемы на основе результатов моделирования в ячейке Хеле-Шоу и обзор существующих путей решения.

При вытеснении жидкостью с малой вязкостью другой жидкостью, с большой вязкостью, первоначально плоская поверхность фронта вытеснения переходит в поверхность, напоминающую пальцы перчатки. Такие структуры получили название вязких «пальцев». Иначе говоря, для таких систем выполняется условие самоподобия. Анализ этого явления и способов борьбы с ним очень важен для практики.

Обзор проблемы

Моделирование фильтрационных течений в пористых средах с однородной проницаемостью осуществляется с помощью ячейки Хеле-Шоу. Эта конструкция представляет собой две параллельные пластины, разделённые малым зазором, существенно меньшим, чем ширина пластин. Впервые предложена в конце IX века английским инженером Генри Хеле-Шоу [1].

Впервые подобные структуры встретились в опытах Журавлёва (1956) и Saffman & Taylor (1958). В ячейке Хеле-Шоу Журавлёву, Саффману и Тейлору удалось изучить вязкий палец: рассчитать форму аналитически в предположении равенства давлений на межфазной поверхности жидкостей. В последнее время интерес к этой теме заметен вырос, и была выдвинута теория о фрактальной природе объектов.

Процесс же вытеснения нефти водой рассматривается как случай, когда вязкостью воды можно пренебречь (она примерно в 80 раз меньше вязкости нефти). Вода прорывает фронт и начинает опережать общую скорость вытеснения, двигаясь по трещинам в вытесняемой жидкости. Последовательное дробление кончиков «пальцев» приводит к возникновению фрактальных кластеров, то есть поведение более протяженного участка оказывается подобным поведению менее протяженного.

Фрактальная структура образуется путем бесконечного повторения (итерации) какой-либо исходной формы во все уменьшающемся (или увеличивающемся) масштабе по определенному алгоритму, т. е. в соответствии с определенной математической процедурой. Этот несложный процесс с обратной связью дает поразительно многообразный морфогенез, нередко подобный созданию природных форм. Таким образом, фракталы характеризуются самоподобием, или масштабной инвариантностью [3].

Экспериментальная часть

Оборудование: йодиол (раствор поливинилового спирта с яркой синей окраской), раствор глицерина (1/3 55% глицерина), люминесцентный порошок, лампа, набор шприцов, две пластины из оргстекла.

Методика: на поверхность первой пластины сконцентрировано в центр наносится жидкость, далее накрывается второй, при этом проводятся работы по удалению оставшегося воздуха. Через вторую пластину,

которая оборудована в центре отверстием и трубкой для ввода другой жидкости, с помощью шприца вводят вторую жидкость, обладающую, соответственно, другой вязкостью.

Эксперимент №1

Йодинол был введён в раствор глицерина. Образование языков началось сразу с момента контакта жидкостей, и фрактальная картина начала только увеличиваться (рис.1).

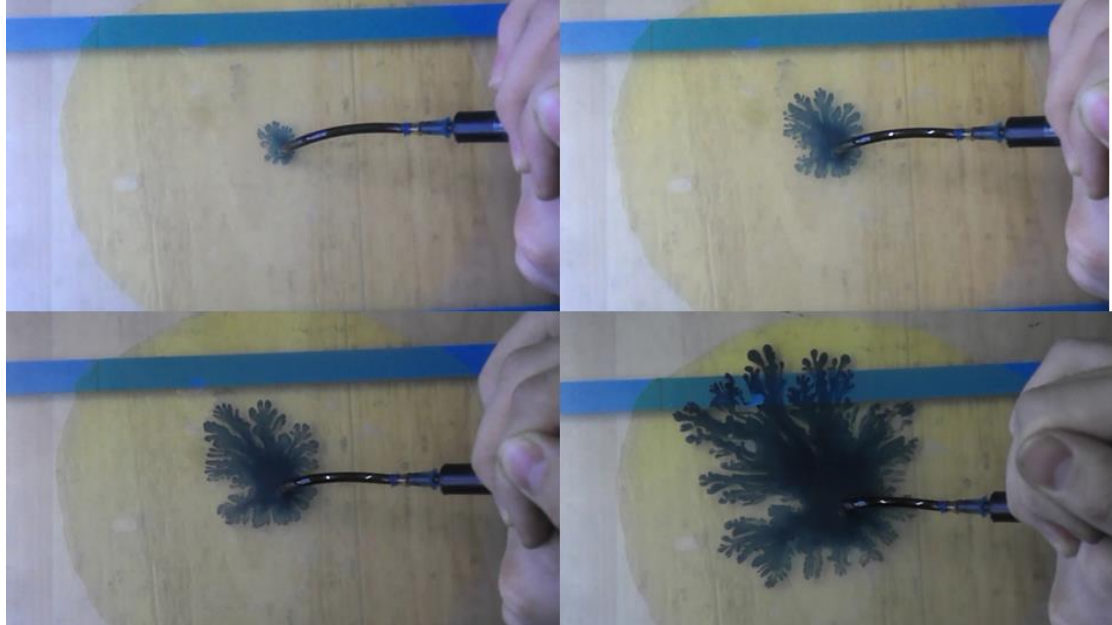


Рис.1 Эксперимент №1

Эксперимент №2

Полностью аналогичный эксперименту №1, но в раствор глицерина был добавлен люминесцентный порошок, и всё было подсвечено ртутной лампой с целью улучшить визуальное восприятие процесса (рис. 2). В экспериментах была получена картина вязких пальцев, продемонстрирована фрактальная структура внедрения жидкости в более вязкую в процессе вытеснения.

На практике из-за описанного эффекта вода опережает нефть и проникает значительно дальше, чем хотелось бы, и на поверхность выкачивается смесь, содержащая в основном воду. При этом важное значение имеет линейная скорость движения воды по трещинам. При чрезмерно высоких темпах нагнетания в пласт воды или, напротив, чрезмерно высоких темпах отбора жидкости из пласта возникают условия, при которых опережающее движение воды по трещинам ведет к "блокировке" пористых блоков и "защемлению" в них нефти.

Обзор методов снижения негативного эффекта заводнения

Обеспечение равномерного вытеснения нефти из пласта путем уменьшения разности в подвижности для нефти и вытесняющего рабочего агента.

Для увеличения охвата пласта заводнением целесообразно использовать рабочие агенты с подвижностью значительно большей, чем подвижность воды, например, путем добавки в воду полимера (полимерное заводнение), ПАВ - поверхностно-активного вещества (мицеллярно-полимерное заводнение) или путем закачки оторочек водонефтяной эмульсии обратного типа с регулируемыми реологическими свойствами.

Добавление полимеров в воду, используемую для заводнения коллектора, повышает ее вязкость. Это снижает коэффициент подвижности воды относительно нефти и облегчает вытеснение нефти к добывающим скважинам. Сам по себе переход к полимерному заводнению не требует, как правило, больших капитальных затрат, однако следует учитывать текущие издержки на приобретение полимеров и их использование.

Тепловые методы подразумевают паротепловое воздействие на пласт, внутрислоевого горение, вытеснение нефти горячей водой, пароциклические обработки скважин, а также комбинированное использование этих технологий. Россия обладает значительными запасами тяжелых нефтей (9,0 млрд тонн), что позволяет рассматривать их как важный резерв сырьевой базы. Из всех новых методов повышения нефтеотдачи пластов, насыщенных тяжелыми нефтями, как в России, так и за рубежом, наиболее подготовленными в технологическом отношении являются термические методы, которые позволяют добывать нефть вязкостью до 10 000 мПа.с, увеличивая нефтеотдачу с 6 – 20% до 30 – 50%, что сегодня невозможно достичь никакими другими методами.

Тепловое воздействие, основанное на снижении вязкости нефти при нагревании, приводит к увеличению ее подвижности в пластовых условиях [4].

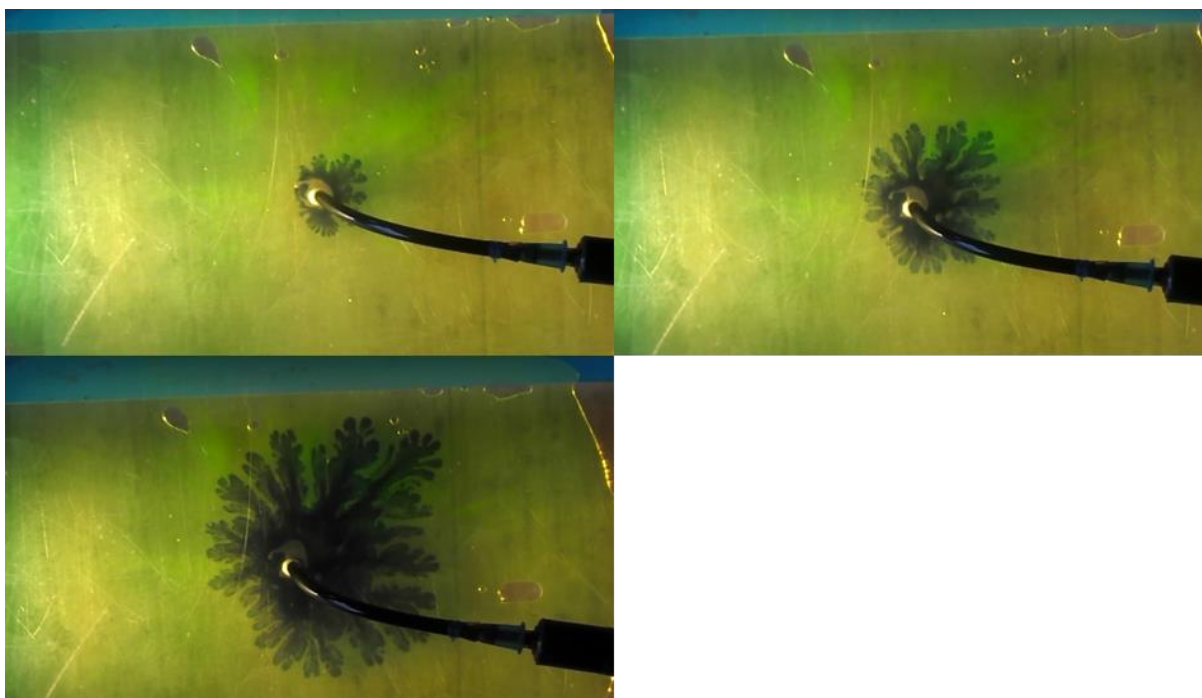


Рис.2 Эксперимент №2

Газовое заводнение – технология разработки нефтяных залежей, сочетающая преимущества газа и воды; вытеснение нефти идёт методом циклического воздействия сменой агента: вода, в нужный момент газ, снова вода и т.д. Выявим достоинства на данных с Москудьинского месторождения: коэффициент вытеснения нефти водой равен 0,5, а коэффициент охвата пластов вытеснением равен 0,7. В итоге получается коэффициент нефтеотдачи 0,35. В тех же условиях коэффициент вытеснения нефти газом равен 1,0, потому что газ растворим в нефти, а коэффициент охвата пластов вытеснением равен 0,25, потому что велико соотношение подвижностей газа и нефти, и в итоге коэффициент нефтеотдачи получается равным 0,25, что почти в 2 раза меньше, чем при вытеснении нефти водой [2]. Если соединить преимущества закачки газа и закачки воды – от газа взять высокий коэффициент вытеснения нефти 1,0, а от воды взять достаточно высокий коэффициент охвата пластов вытеснением 0,7 и в итоге получить коэффициент нефтеотдачи близкий к 0,7, т.е. вместо обычного заводнения осуществить газовое заводнение и почти в 2 раза увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов и соответственно почти в 2 раза увеличить начальные извлекаемые запасы нефти при одних и тех же начальных балансовых геологических запасах нефти.

Его реализация позволит решить сразу две проблемы: повысить процент использования (утилизации) растворенного (попутного) газа и одновременно увеличить нефтеотдачу пласта за счёт уменьшения эффекта неустойчивого вытеснения и фрактального внедрения воды. А главное стоимость реализация такого метода низка. Но для получения наилучшего результата нужно разработать систему, позволяющую проводить мониторинг скважины в реальном времени – систему интеллектуальных скважин для закачивания газа в необходимый момент.

Выводы

1. Проведёнными экспериментами в ячейке Хеле-Шоу был воспроизведён процесс неустойчивого вытеснения одной жидкостью другой более вязкой.
2. Получена картина вязких пальцев и визуальна представлена их фрактальная структура.
3. Выявлена тенденция развития методов нефтедобычи и рассмотрен метод газового заводнения, который будет активно использоваться в ближайшем будущем.

Литература

1. Логинов О.А. Диссертация «Особенности неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из ячейки Хеле-Шоу при больших числах Пекле» – М.: МГУ имени М.В. Ломоносова, 2011 – 117 с.
2. Телков В. П. Диссертация «Разработка технологии водогазового воздействия на пласт путём насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей с пенообразующими ПАВ» - Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009.
3. Федер Е. Фракталы: Пер. с англ. – М.: Мир, 1991. – 254 с., ил.
4. Шелепов В.В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС// Бурение и Нефть, Ноябрь 2011.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПЛОЩАДНЫХ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ С
 ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

О.С.Трухина, Г.М.Фахртдинова

Научный руководитель доцент И.А.Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень, Россия

С началом использования горизонтальных скважин 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.

На месторождениях Западной Сибири наиболее актуальна проблема выработки трудноизвлекаемых запасов, одним из признаков которых является неоднородность коллекторских свойств по площади и разрезу. Данный факт приводит к необходимости использования площадных систем заводнения, наиболее распространенными из которых являются обращенные пятиточечные, семиточечные и девятиточечные системы.

В данной работе для оценки эффективности использования горизонтальных скважин в площадных системах заводнения были построены модели неоднородного коллектора, на которых размещены пятиточечные (рис.1а), семиточечные (рис.1б) и девятиточечные (рис.1в) системы заводнения с плотностью сетки скважин 16 га/скв. Площадные системы с применением вертикальных скважин взяты в качестве базовых вариантов. (рис.1)

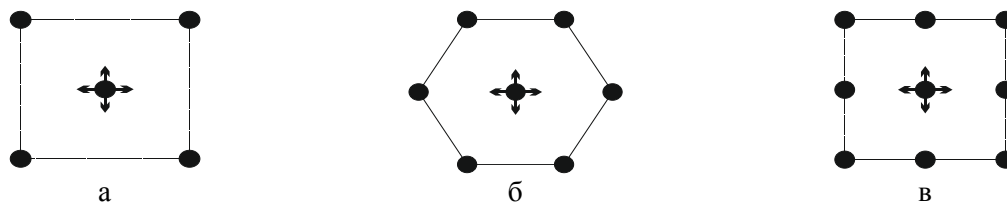


Рис.1 Площадные системы заводнения

На их основе были рассмотрены варианты с применением горизонтальных скважин размещенных в известные площадные системы. Например: в пятиточечной системе было рассмотрено два варианта с размещением горизонтальных скважин. В первом случае горизонтальные скважины были размещены по краям, каждая вертикальная скважина была заменена горизонтальной (рис.2а). Во втором случае горизонтальные скважины были размещены по центру (рис.2б).



Рис. 2 Пятиточечные системы заводнения с использованием горизонтальных скважин

В семиточечной системе горизонтальные скважины в первом случае заменяли каждую вертикальную (рис.3а), во втором - одна горизонтальная заменяла две вертикальных скважины (рис.3б).



Рис.3 Семиточечные системы заводнения с использованием горизонтальных скважин

В девятиточечной системе каждая вертикальная была заменена горизонтальной (рис.4).



Рис.4 Девятиточечные системы заводнения с использованием горизонтальных скважин

Сопоставление дебитов показало, что применение горизонтальных скважин в площадных системах заводнения позволяеткратно увеличить дебиты нефти на начальных стадиях разработки. Накопленная добыча нефти, по элементам с применением горизонтальных скважин в пятиточечных системах увеличилась с 245 тыс.м³ до 410 тыс. м³. В семиточечных системах - с 618 тыс. м³ до 889 тыс. м³. В девятиточечных - с 1037 тыс. м³ до 1220 м³ (рис.5)

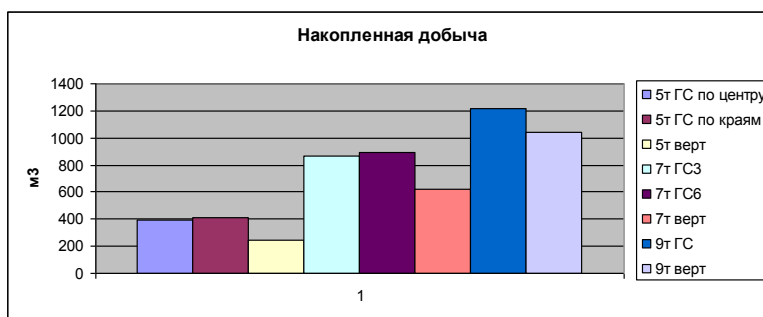


Рис.5 Накопленная добыча нефти за 30 лет

Чистая текущая стоимость, по пятиточечным системам с применением горизонтальных, увеличилась с 797697 тыс.руб. до 1409055 тыс.руб. В семиточечных системах чистая текущая стоимость увеличилась с 1943155 тыс.руб. до 3127036 тыс.руб. В девятиточечных - с 3043695 тыс.руб. до 3847432 тыс.руб.(рис.6).

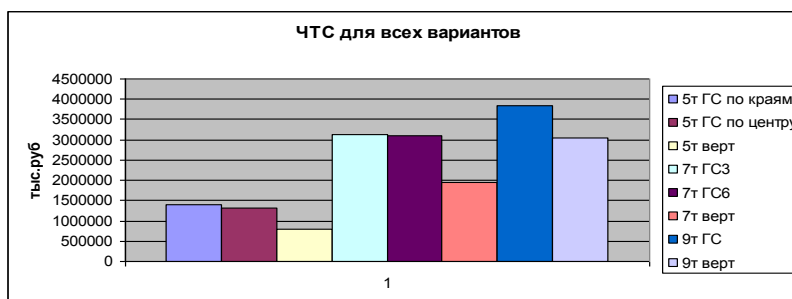


Рис.6 чистая текущая стоимость, всех исследуемых систем

Результаты показали, что применение такого метода размещения горизонтальных скважин в площадных системах заводнения является эффективным и рентабельным с экономической точки зрения. Применение горизонтальных скважин в площадных системах заводнения может быть перспективным при разработке юрских отложений месторождений Западной Сибири.

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА СКВАЖИНАХ ПОСЛЕ ГИДРОРАЗРЫВА

Фам Минь Кьонг

Научный руководитель профессор А.Т.Росляк.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск,

Для изучения процессов фильтрации жидкостей и газов в системе «пласт - трещина – скважина» разработана модель, основанная на численном анализе стационарных и нестационарных процессов движения флюидов в пласте до и после ГРП, которая учитывает нелинейность закона фильтрации. Это особенно важно при замерах в скважинах с ГРП, где формируется три вида потоков в пласте: плоскопараллельный, переходной и радиальный [1]. На рисунках (рис.1) показано схематическое изображение трещины ГРП и соответствующих потоков флюида по пласту [2]: линейное течение в трещине, билинейное течение в пласте, линейное течение в пласте, псевдорadiaльный режим течения.

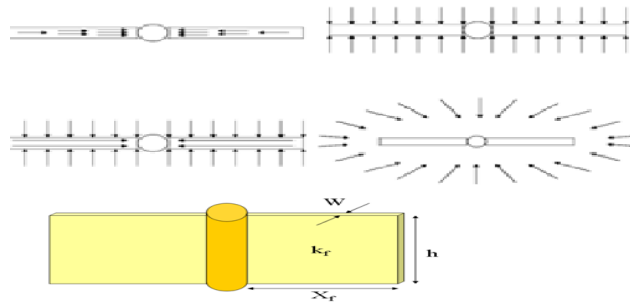


Рис.1 Трещина ГРП и виды течения

Обработка данных скважины с ГРП
 Оцениваем kh , Из участка линейного потока оцениваем полудлину трещины, Из участка билинейного течения оцениваем проводимость трещины. Продолжительность периодов течения для скважины с ГРП определяется следующим образом:[3]

Время окончания билинейного течения:

$$t_{Defl} = \begin{cases} \frac{0.1}{F_{CD}^2}, F_{CD} \geq 3 \\ 0.0205[F_{CD} - 1.5]^{1.53}, 1.6 \leq F_{CD} \leq 3 \\ \left[\frac{4.55}{\sqrt{F_{CD}}} - 2.5 \right]^{-4}, F_{CD} \leq 1.6 \end{cases} \quad (1)$$

Продолжительность линейного течения в пласте и время начала радиального течения:

$$\frac{100}{(3.14F_{CD})^2} \leq t_{Dxf} \leq 0.016 \quad t_{Dxf} = 5 \cdot \exp\{-0.5(\pi F_{CD})^{-0.6}\} \quad (2)$$

Для надежной оценки проницаемости или проводимости (kh) нужно время достижения радиального потока умножить на 10, чтобы получить хотя бы один логарифмический цикл на диагностическом графике [3].

Трещины с высоким динамическим перепадом давления.

Существует две модели трещины: с высокой или бесконечно высокой проводимостью (нулевым динамическим перепадом давления) и конечной проводимостью. Конечная проводимость (учитываем перепад давления в трещине). Бесконечная проводимость (безразмерная проводимость трещины более 300, перепад давления в трещине не учитывается) [4].

Модель трещины с высокой проводимостью можно разделить на две подкатегории: модель бесконечно высокой проводимости исходит из нулевого динамического перепада давления в трещине. Модель однородного притока исходит из однородной добычи на единицу длины трещины.

Решение для трещины с бесконечно высокой проводимостью осуществлялось полуаналитическим способом (при высокой стоимости процессорного времени), но оказалось, что эквивалентный отклик можно получить путем расчета решения (быстрого) однородного потока в точке трещины со смещенным центром ($X=0.732 \cdot X_f$). И в большинстве программных оболочек построение двух моделей отличается только в точке, где вычисляется одно и то же решение для однородного потока.

Поборники чистоты экспериментов полагают, что решение для однородного потока является физически некорректным, и настаивают на использовании только решений для бесконечно высокой проводимости. В реальной жизни лучшее соответствие обычно дают именно неустановившиеся режимы однородного потока, и это можно объяснить тем фактом, что продуктивность трещины заданной длины с однородным потоком немного ниже, чем с бесконечно высокой проводимостью, поэтому, возможно, это лучше имитирует небольшие потери давления в трещине.

Кроме того, частный интерес данного решения заключался в специфическом линейном течении, которое может выдавать такая конфигурация, и которое не зависит от ВСС и скин-эффекта. Однако сегодня большинство программ вмещает и ВСС, и скин-эффект. Фокус с моделированием скин-эффекта заключается в том, чтобы узнать, откуда он идет: из трещины или перфораций. Об этой проблеме упоминалось во многих публикациях.

Для обеих моделей, после окончания объема ствола скважины, если позволяет длина трещины, на поведение преимущественно влияют линейный и однородный поток из коллектора, в направлении трещины, под прямым углом к ее плоскости.

Линейный поток характеризуется тем, что изменение давления пропорционально корню времени:

$$p = p_i - \frac{4.064qB}{h} \sqrt{\frac{\mu}{k\Phi X_f^2} \sqrt{\Delta t}}, \quad \Delta p = A\sqrt{\Delta t} \Rightarrow \Delta p' \approx \Delta t \frac{d\Delta p}{d\Delta t} \approx \Delta t - \frac{A}{2\sqrt{\Delta t}} = \frac{1}{2} A\sqrt{\Delta t} \quad (3)$$

При линейном течении прямая движется на графике зависимости Δp от Δt , а X_f (половина длины трещины) получается из уклона m :

$$X_f = \frac{4.064qB}{mh} \sqrt{\frac{\mu}{k\Phi c_i}} \quad (4)$$

Трещина с конечной проводимостью

Характеристическая особенность трещины конечной проводимости – билинейное течение. Во время билинейного течения забойное давление меняется линейно с корнем четвертой степени из времени

По свойству производной, если давление зависит линейно от времени в степени n , тогда производная имеет форму прямой линии наклона n на билогарифмическом графике

Следовательно трещина конечной проводимости имеет характеристический признак – производная принимает форму прямой линии наклона $1/4$ на билогарифмическом графике. Кроме того, график давления в билогарифмическом масштабе тоже представляет собой прямолинейный участок наклона $1/4$, а значит кривые давления и производной давления параллельны. При этом, значение производной меньше значения давления в 4 раза. [4].

Режим билинейного потока обычно возникает на самом раннем этапе времени, и замечен не всегда. Он выражает этап времени, когда имеет место значительно падение давления по трещине, и в реальности это очень короткий срок. Даже когда нет ВСС, данные иногда не представляют четвертичный уклон и могут совмещаться напрямую с моделью трещины с высокой проводимостью. Однако общей моделью для разорванной скважины с искусственно образованной трещиной должна быть модель трещины с конечной проводимостью, поскольку по трещине обязательно должен быть перепад давления, сколь малым он бы ни был. Однако это не имеет значения в сравнении с линейным падением давления в коллекторе в трещину.

В этой модели нужно задавать еще два дополнительных параметра: ширину трещины (w) и проницаемость трещины (k_f), что фактически является проницаемостью пласта в заданной трещине (kfw). При билинейном потоке прямая движется на графике зависимости $\Delta p \cdot \sqrt[4]{\Delta t}$, при уклоне m , связанном с произведением ширины трещины на проницаемость kfw .

Процедура анализа данных ГДИС в скважине с ГРП

Процедура анализа данных ГДИС в скважине с трещиной ГРП следующая: Строится диагностический график (графики зависимости давления от времени и производной от времени в билогарифмическом масштабе). Выделяются режимы течения в соответствии с диагностическими признаками производной: [5]

- Билинейный режим (тангенс угла наклона производной $1/4$ и значение давление в 4 раза больше значения производной)
- Линейный режим (тангенс угла наклона производной $1/2$ и значение давление в 2 раза больше значения производной)
- Псевдорadiaльный режим (стабилизация производной)

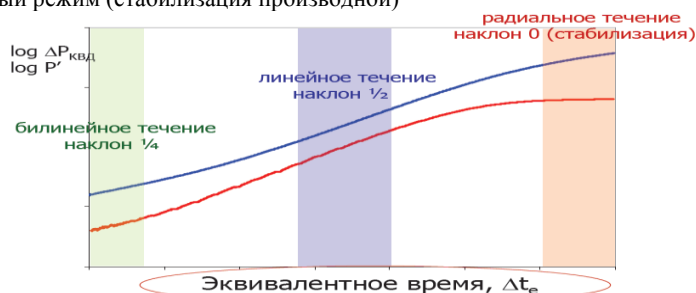


Рис.2 Виды режимов течения в диагностическом графике

Наиболее популярные и полезные – типовые кривые Cinco-Ley для модели трещины конечной проводимости, построенные в координатах $[t_{Dsf}, P_D]$ в билогарифмическом масштабе. При анализе данных методом типовых кривых Cinco-Ley: оценка проницаемости, k , получается из величины смещения графиков по

оси давления, оценка полудлины трещины, X_f , получается из величины смещения графиков по оси времени; оценка безразмерной проводимости трещины, F_{CD} , - есть параметр выбранной типовой кривой [5].

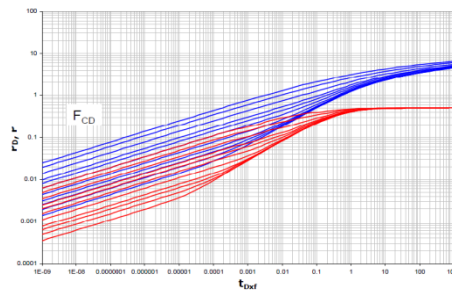


Рис. 3 Типовые кривые Cingo-Levy

Процедура анализа данных КВД в скважине с трещиной ГРП подобна процедуре анализа данных КПД. Различия: диагностический график изменения давления для КВД, $\Delta P_{КВД} = P_{ws}(\Delta t) - P_{ws}(\Delta t = 0)$, и производной давления, P' , строится в зависимости от эквивалентного времени Агарвала, Δt_e .

Литература

1. Меликберов А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. Москва: – Недра, 1967 – 139 с
2. Курс лекций по программе повышения квалификации
3. Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин /Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2003
4. Анализ Динамических Потокос – выпуск 4.10.01 – © КАППА 1988 – 2009
5. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженера по исследованию скважин. -М.:Инфра-Инженерия, 2010.– 432с

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНОГО ФОНДА СКВАЖИН И МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЬЕТНАМА

Фан Чан Хай Лонг

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатация газлифтных скважин во Вьетнаме сопровождается рядом осложнений. В процессе добычи нефти происходит существенное изменение термодинамических параметров добываемой жидкости. Опыт разработки месторождений показывает, что, по мере роста обводненности более 20%, технико-экономические показатели газлифтного способа эксплуатации ухудшаются.

Около 60% газлифтных скважин характеризуются высокой обводненностью, низкими температурами, на устье; образованием асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на стенках насосно-компрессорных трубах (НКТ) и высокими удельными расходами газа. Для анализа основных технологических параметров работы газлифта по состоянию рабочих режимов проведено ранжирование всех газлифтных скважин по дебитам, удельному расходу газа, по степени обводненности продукции, по соответствию точки ввода компримированного газа.

Таблица 1

Результаты анализа режимов работы газлифтных скважин

Категория газлифтных скважин	1	2	3
Число скважин	65	29	17
Средний показатель удельного расхода газа по жидкости, м ³ /сут	661	281	76
Средний суточный дебит нефти, т/сут	6	36	63

Для выявления факторов, влияющих на работу газлифтных скважин месторождения Дракон, проведен анализ режимов газлифтных скважин путем группировки скважин в зависимости от дебита по жидкости, обводненности. С целью ранжирования по удельному расходу газа действующие газлифтные скважины условно разделены на три группы по дебитам: первая группа – скважины с дебитами по жидкости до 30 т/сут; вторая группа – скважины с дебитами по жидкости от 30 т/сут до 100 т/сут; к третьей группе отнесены скважины с дебитами по жидкости более 100 т/сут (табл.1) [1].

Нефти месторождения Дракон при росте обводненности образуют высоковязкую водонефтяную эмульсию. Замеры вязкости эмульсий нефтей проводились автором при обводненности с 0 до 80% с помощью вискозиметра RV 20. Результаты исследования вязкости нефтей месторождения Дракон представлены в таблице 2. Из результатов исследований ясно, что при росте обводненности от 20 до 65% вязкость скважинной продукции резко возрастает (в 10-20 раз), больше, чем вязкость нефти, особенно при температурах ниже 50°C.

Увеличение обводненности скважинной продукции приводит к увеличению относительной скорости газа ($v_{от}$) в газожидкостном потоке, из чего следует, что при этом увеличивается плотность водонефтегазовой смеси. Анализ позволяет утверждать, что с ростом содержания воды в газожидкостном потоке увеличивается $v_{от}$, причем интенсивность ее повышения возрастает, начиная с обводненности, равной 20%.

С ростом обводненности с 15 до 40% удельный расход газа увеличивается в 2,2 раза и коэффициент полезного действия (КПД) газлифтных скважин снижается в 3 раза. В условиях месторождений СП «Вьетсовпетро» повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин является актуальной задачей. В настоящее время существуют многие перспективные методы повышения эффективности работы и КПД газлифтных скважин, которые применяются на месторождениях Вьетнама и за рубежом: контроль и оптимизация технических режимов работы газлифтных скважин; исследование газлифтных скважин с использованием эхолота; поинтервальные исследования; увеличение глубины ввода газа; дробление газовой или жидкой фазы диспергаторами; применение периодического газлифта; применение способов депарафинизации скважин. Эти способы относятся к конструктивному методу и предполагают изменения конструкции скважин, выполнить эти работы довольно сложно.

Таблица 2
Результаты исследований вязкости скважинной продукции в зависимости от обводненности и температуры

Температура, °С	Вязкость, мПа.с при обводненности, %									
	0	10	20	30	40	50	60	65	75	80
60	5,5	7	9	12	14	16	18	22	19	18
50	6	8	11	14	26	44	53	59	51	46
40	6,4	9	17	19	61	109	143	254	198	157
35	12	21	43	55	181	321	451	672	618	284
30	128	226	293	324	576	751	882	1115	1214	492
26	482	726	911	1121	1383	1561	1656	1783	1564	617

Таблица 3
Результаты промысловых испытаний комплексных химреагентов на газлифтных скважинах МСП-7

Номер скв.	Дебит жидкости, $Q_{ж}$, м ³ /сут		Дебит нефти, Q_n , м ³ /сут		Устьевая температура, °С		Температура застывания нефти, °С		Удельный расход газа R м ³ /м ³	
	до закачки	после закачки	до закачки	после закачки	до закачки	после закачки	до закачки	после закачки	до закачки	после закачки
701	46	65	32	43	33	35	36	32	281	210
703	89	115	77	103	35	39	36	31	168	127
707	31	58	21	40	35	37	36	31	717	366

Закачка химреагентов для регулирования работы газлифтных скважин в осложненных термодинамических условиях находит широкое применение на месторождениях СП «Вьетсовпетро». Проведено испытание комплексного химреагента на газлифтных скважинах месторождения Белый Тигр. Результаты закачки химреагентов представлены в таблице 3. По данным скважинам до и после испытания видно, что при закачке химреагентов дебит нефти увеличился на 15 – 25 м³/сут/скв., не изменяя расход закачиваемого газа. При этом устьевая температура увеличивается на 2 – 3°С и температура застывания нефти снижается на 5 – 6°С. Удельный расход рабочего газа уменьшается на 25 – 50% [2].

За время закачки химреагентов в газлифтные скважины адсорбции химреагентов на поверхности трубопроводов и образования отложений в затрубном пространстве не обнаружено. Процесс подготовки и транспорта нефти и газа при испытании химреагентов происходил в обычном режиме без осложнений.

Установлено, что в условиях месторождения Белый Тигр наиболее перспективным методом повышения эффективности работы газлифтных скважин является физико-химический (пенообразующий). При изучении подбора комплексных реагентов для улучшения работы газлифтных скважин необходимо исследование их

пенообразующей способности и влияния комплексных реагентов на реологические свойства нефтей и образование АСПО.

Для исследования влияния комплексных реагентов на реологические свойства нефти проводились исследования изменения динамического напряжения сдвига и вязкости нефти до и после добавления различных химреагентов со скоростью сдвига при движении нефти - 40 с^{-1} . Результаты показаны на рисунках 1 и 2.

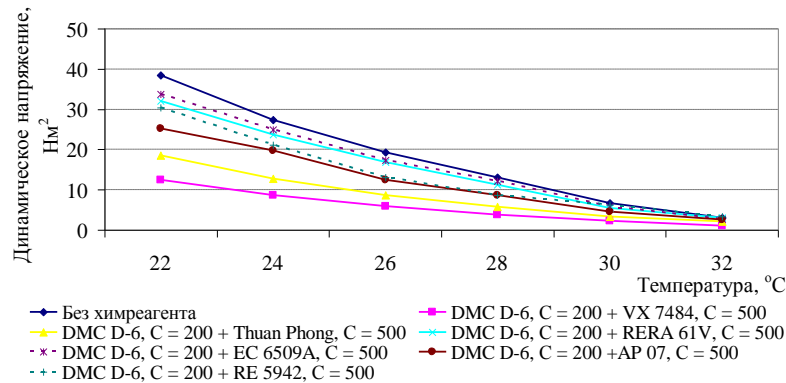


Рис. 1 Влияние комплексных химреагентов на реологические свойства нефти скважины 703

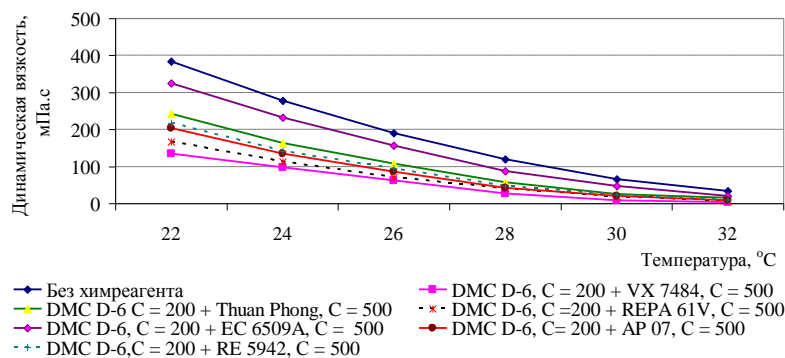


Рис. 2 Влияние комплексных химреагентов на реологические свойства нефти скважины 703

Из рисунков 1 и 2 видно, что по степени улучшения реологических свойств нефти комплекс DMC D-6 (200 мл/м^3) + VX-7484 (500 мл/м^3) оказался наиболее эффективным, он уменьшает динамическое напряжение сдвига нефти на 50-65% и динамическую вязкость нефти на 50-75%.

Для исследований способности комплексных химреагентов к ингибированию АСПО были взяты комплексные химреагенты VX 7484, EC 6509A, Thuan Phong, REPA 61V, AP 07 с концентрацией 500 мл/м^3 и проводились исследования на смеси нефтей 701, 703. Результаты испытаний показывают, что химреагент VX-7484 500 мл/м^3 в наибольшей степени уменьшает интенсивность образования отложений в НКТ. Эффективность снижения отложений АСПО составляет 52-58% [2]. Исследования показали, что комплексный химреагент DMC D-6 (200 мл/м^3) + VX 7484 (500 мл/м^3) наиболее эффективен для улучшения работы газлифтных скважин в условиях морских месторождений Вьетнама.

На основании лабораторных исследований предложена новая композиция химреагентов: DMC D 6 (200 г/м^3) + VX 7484 (500 г/м^3), она обладает самой лучшей пенообразующей способностью, уменьшает динамическое напряжение сдвига нефти на 50-65% и динамическую вязкость нефти на 50-75%, снижает скорость отложения АСПО на 55%, температуру застывания нефти на 6°C . Технология внедрена в газлифтных скважинах 75, 701, 703, 707 месторождения Белый Тигр. В результате применения композиции реагентов DMC D-6 + VX-7484 достигнуто увеличение дебита по жидкости на $20\text{-}30 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти на $15\text{-}20 \text{ м}^3/\text{сут}$, устьевой температуры на $2\text{-}3^\circ\text{C}$ и удельного расхода рабочего газа на 25-50%.

Анализом режима работы газлифтных скважин, эксплуатируемых в условиях месторождений СП «Вьетсовпетро», установлено, что газлифт, безусловно, имеет целый ряд технических, технологических и экономических преимуществ перед другими механизированными способами добычи нефти. С ростом обводненности скважинной продукции происходит ухудшение показателей работы газлифта.

Отмечается, что в условиях месторождения Белый Тигр наиболее перспективным методом повышения эффективности работы газлифтных скважин является физико-химический (пенообразующий). При изучении подбора комплексных реагентов для улучшения работы газлифтных скважин необходимо исследование их пенообразующей способности и влияния комплексных реагентов на реологические свойства нефтей и образование АСПО.

Литературы

1. А.С. Кутовой, Нгуен Куок Зунг, Ву Куок Туен и др. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи/ СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 2011. – 259 с.
2. Нгуен Х.Н. Эффективность химических методов обработки газожидкостных смесей пенообразующим реагентом в газлифтных скважинах / Х.Н. Нгуен, М.М. Кабиров, В.Л. Тю // Нефтегазовое дело, Уфа: УГНТУ, 2008. –Т.6, №1.– С. 79 – 84.

АДАПТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОКОМПОНЕНТНОЙ ЗАКАЧКИ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ СЕВЕРНОГО БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР», (ВЬЕТНАМ)

Чан Тхань Нам¹

Научные руководители доцент В.М. Галкин¹, ведущий программист ИХН СО РАН
И.В. Кувшинов²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Залежь нефти в фундаменте месторождения «Белый Тигр» является основным эксплуатационным объектом СП «Вьетсовпетро». Это уникальная по строению и запасам ~ 350 млн. тонн (категория В+С1) и ~120 млн. тонн (категория С2). Залежь нефти, площадью 25x5 км², продуктивной толщиной более 1,5 км в интервале абсолютных отметок минус 3050 – 4850 м, замкнутого типа [1].

В настоящее время залежь Северного блока фундамента месторождения «Белый Тигр» находится на стадии падающей добычи (рис. 1).

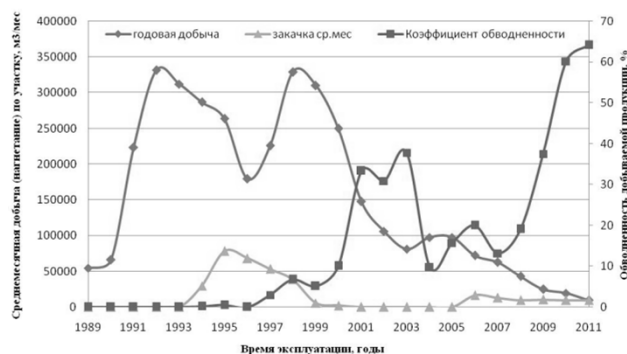


Рис.1 Основные показатели разработки Северного блока фундамента месторождения «Белый Тигр»

По рис. 1 видно, что добывающие скважины обводняются с задержкой относительно начала нагнетания воды на 1 – 3 года. Расчеты фронта заводнения показывают, что за это время вода проходит расстояние порядка 700м при скоростях фильтрации 0,6-1,5м/сут, то есть фронт воды от нагнетания достигает добывающих скважин. Нарастающий характер обводнения в последние годы разработки свидетельствует о формировании устойчивых каналов движения воды между нагнетательной и добывающими скважинами, что делает целесообразным применение потокоотклоняющих технологий, таких, как неорганическая гелеобразующая композиция ГАЛКА. Данная композиция разработана в институте химии нефти СО РАН и предназначена для обработки скважин с целью выравнивания профиля приемистости или водонепроницаемости для добывающих скважин, путем создания гелевого экрана под действием температуры пласта. Технология покомпонентной закачки заключается в последовательной закачке в скважину нескольких различных растворов, которые при смешении образуют гель под действием пластовой температуры. Смешивание растворов происходит в результате дисперсии жидкости и задержки ионов и молекул на матрице пласта в процессе фильтрации. Важно отметить, что изменением объемов растворов компонентов и воды можно регулировать расстояние от скважины до гелевого экрана [2].

Эксперименты по смешиванию последовательно закачиваемых оторочек растворов при фильтрации в пористой среде проводили на фильтрационной установке с постоянным перепадом давления. Целью экспериментов было определение коэффициентов дисперсии компонентов композиции ГАЛКА на приближенной физической модели пласта месторождения Белый Тигр. Схема экспериментальной установки, представляющей собой упрощенный жидкостный хроматограф, изображена на рис. 2. Установка представляет собой полипропиленовую колонку длиной 2м с внутренним диаметром 16мм, которую перед каждым опытом заполняли измельченным гранитом, средняя фракция 0,16-0,5мм и насыщали пресной водой. Пористость колонки была в пределах 0,34-0,38, постоянный расход ~ 2мл/мин, расчетная проницаемость по воде ~ 33 Дарси. Такая высокая проницаемость хорошо моделирует высокопроницаемую трещину в трещиноватом гранитном коллекторе месторождения Белый Тигр [3].

Для того чтобы рассчитать характеристики процесса гелеобразования, скорость которого существенно зависит от температуры, определялось радиальное распределение температуры в ПЗП нагнетательной скважины (рис. 3). Оптимальное расстояние для образования экрана, согласно расчетам, составляет 5 – 6м от ствола

скважины, при меньшем расстоянии падает приемистость нагнетательной скважины, при большем расстоянии увеличиваются объемы реагентов.

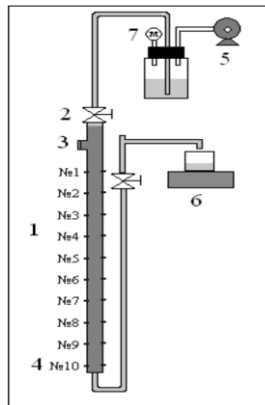


Рис. 2 Схема экспериментальной установки с постоянным перепадом давления. 1 – колонка; 2 – кран; 3 – инжектор; 4 – латунные пары датчиков электропроводности (№ 1-10); 5 – воздушный компрессор; 6 – весы; 7 – манометр

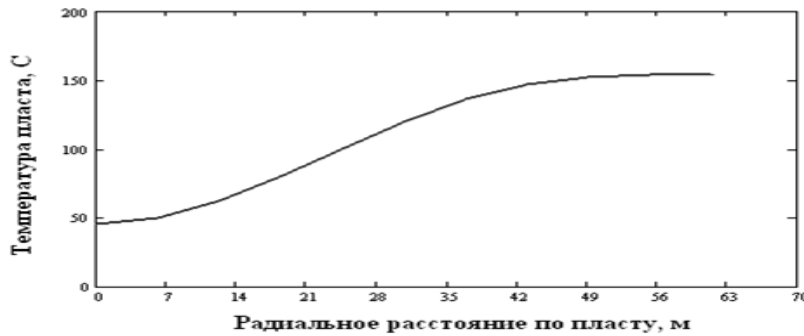


Рис. 3 Радиальный профиль температуры вокруг нагнетательной скважины, с учетом охлаждения пласта при длительной закачке воды

Для распределения температуры, показанного на рис. 3, предлагается использовать состав с терморегулирующей добавкой, чтобы снизить температуру гелеобразования и создать гелевый экран в непосредственной близости от скважины. При расчете покомпонентной закачки ГАЛКА и терморегулятора использовались экспериментально полученные на установке (рис.2) коэффициенты дисперсии: $k=0,9$ для ГАЛКА и $k=0,5$ для терморегулятора. На рис. 4 показана соответствующая зона смешения оторочек, рассчитанная по методике [4].

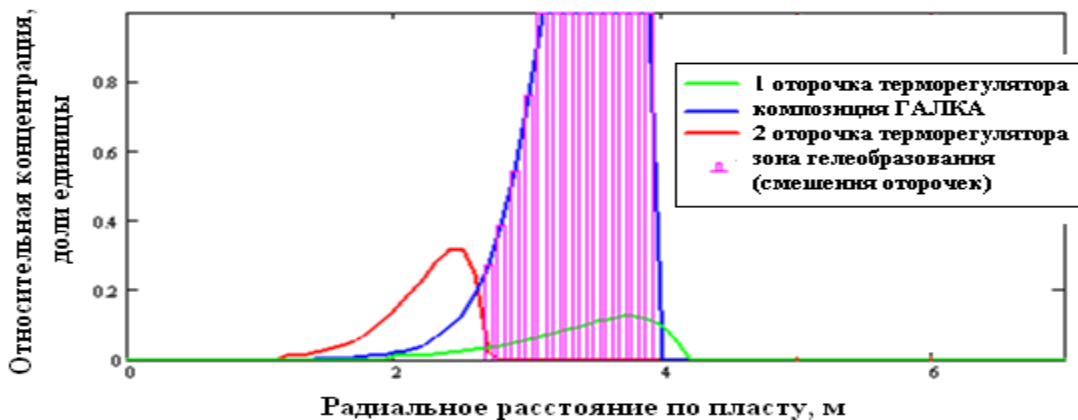


Рис. 4 Концентрации и смешение оторочек при продавке водой 24 часов в интервале гелеобразования 2,8 – 4,1 метров от ствола скважины

Для расчетов схемы обработки скважины использованы данные по пласту и нагнетательным скважинам месторождения Белый Тигр, при этом полагалось, что вся нагнетаемая жидкость идет в верхнюю часть пласта толщиной 750м. Пористость пласта 0,0406; проницаемость пласта 633мД; глубина скважины 4450м; расход воды

при продавке $600\text{м}^3/\text{сут}$, пластовое давление 34Мпа ; давление закачки 0 (можно поднять до 7Мпа); объемы двух оторочек равны и составляют 90м^3 каждая; буферная прослойка воды между ними 60м^3 . По результатам расчетов, оптимальным для данных объемов является время продавки 24 часов, что соответствует 600м^3 объему продавки при темпе закачки $600\text{м}^3/\text{сут}$. Толщина гелевого экрана $\sim 1\text{м}$, расстояние до экрана от скважины $2,8\text{м}$.

Прогноз увеличения добычи нефти от обработки нагнетательной скважины композицией ГАЛКА проводился исходя из расчета увеличения охвата пласта заводнением при создании гелевого экрана, с вовлечением в разработку новых зон пласта с начальной нефтенасыщенностью. Прогнозируется прирост дебита по участку порядка 9% ($35\text{м}^3/\text{сут}$), при продолжительности эффекта 1 год.

Литература

1. Нгуен Хыу Бинь Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1, с. 27 – 33.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии, 2007. – Т. 76. – № 10, с. 1034 – 1052.
3. I.V. Kuvshinov, V.V.Kuvshinov. Laboratory and Field Tests of Component-wise Gel Injection Technology for EOR. IOR 2013 – 17th European Symposium on Improved Oil Recovery St. Petersburg, Russia, 16 – 18 April 2013.
4. Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений ГЛАВТЮМЕНЬНЕФТЕГАЗА Москва-Тюмень-Нижневартовск-1988г. РД 39-0147035-254-88Р.

МЕТОД ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ МОДЕЛЕЙ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ

Чан Нгуен Лонг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В практике нефтегазодобычи в целях определения успешности и технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти широко используются модели добычи нефти в виде заданных с точностью до параметров функций регрессии, получившие название характеристик вытеснения [1,2].

Для повышения точности прогноза добычи нефти и оценки технологической эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) в данной работе предлагается метод, основанный на использовании интегрированной системы моделей характеристик вытеснения с учетом прогнозных значений накопленной добычи нефти полученной на основе интегрированной системы феноменологической модели накопленной добычи нефти с учетом априорной информации об извлекаемых запасах.

Метод оценки технологической эффективности ГТМ. Метод основан на использовании двух интегрированных систем моделей добычи нефти и воды и одной интегрированной системы моделей характеристик вытеснения. Первая интегрированная система моделей накопленной добычи нефти с учетом априорной информации об извлекаемых запасах, предназначенная для прогнозирования добычи нефти, имеет вид [3,4]:

$$\begin{cases} V_i^* = f_i(t, \alpha) + \xi, \\ \bar{S} = f_i(T, \alpha) + \eta, \end{cases} \quad (1)$$

где $V_i^* = (v^*(t_1), v^*(t_2), \dots, v^*(t_n))$ - вектор столбец фактических значений (с начала разработки t_0) накопленной добычи нефти $v^*(t_i)$ за соответствующие промежутки времени $\Delta t = t_i - t_{i-1}, i = \overline{1, n}$ (год, месяц); $f_i(t, \alpha) = (f_i(t_1, \alpha), f_i(t_2, \alpha), \dots, f_i(t_n, \alpha))^T$ - вектор столбец значений добычи нефти, полученных на основе феноменологической модели $f_i(t, \alpha)$; $\bar{S} = (s_1, s_2, \dots, s_i)^T$ - вектор экспертных оценок извлекаемых запасов нефти за время разработки месторождения T , полученных на основе различных методик их расчета; $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ - вектор неизвестных параметров, ξ, η - векторы случайных величин, представляющие погрешности измерений дебита нефти, ошибки экспертных оценок извлекаемых запасов, неточности выбора модели добычи нефти и т.п.

Прогнозные значения добычи нефти $V_n(t_n + \tau)$ на период τ после проведения ГТМ в момент времени t_n рассчитываются по формуле:

$$V_i(t_n + \tau) = f_i(t_n + \tau, \alpha^*(\beta^*)) \quad (2)$$

где оценки вектора параметров модели (1) α^* и оценка управляющего параметра β^* вычисляются на основе метода интегрированных моделей [3,4] путем решения двух оптимизационных задач:

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} (\Phi = J_0(\alpha) + \beta J_a(\alpha)), \quad \beta^* = \arg \min_{\beta} J_0(\alpha^*(\beta)), \quad (3)$$

где Φ - комбинированный критерий качества; $J_0 = \|V_i^* - f_i(t, \alpha)\|^2$ и $J_a(\alpha) = \|\bar{S} - f_i(T, \alpha)\|^2$ - частные квадратичные критерии качества модели добычи нефти и, соответственно, модели экспертных оценок извлекаемых запасов; $\|X\|$ - норма вектора X .

Вторая интегрированная система моделей характеристик вытеснения имеет вид:

$$\begin{cases} V_i^*(t_i) = f_x(t_i, \alpha, V_a^*(t_i), V_b^*(t_i)) + \xi_i, t_i = t_a + \Delta t \cdot i, i = \overline{1, n_1} \\ \bar{V}_i(t_n + t_j) = f_x(t_j, \alpha, V_a^*(t_n + t_j), V_b^*(t_n + t_j)) + \eta_j, t_j = t_1 + \Delta t \cdot j, j = \overline{1, n_2} \end{cases} \quad (4)$$

где $V_n^*(t_i), V_{ж}^*(t_i), V_B^*(t_i)$ - фактические значения накопленной добычи нефти, жидкости и воды на базовом интервале времени разработки $t_i = t_a + \Delta t \cdot i, i = \overline{1, n_1}$; n_1 - объем данных базового интервала разработки; $\bar{V}_n(t_n + t_j), j = \overline{1, n_2}$ - прогнозные значения накопленной добычи, полученные на основе модели (1); f_x - характеристика вытеснения заданная с точностью до вектора параметров α ; ξ_i и η_j - случайные величины.

Технологическую эффективность ГТМ $\Delta Q_i(t_n + \Delta t)$ в момент времени $t_n + \Delta t$ определяемую дополнительной добычей нефти рассчитываем по формуле:

$$\Delta Q_i(t_n + \Delta t) = V_i^*(t_n + \Delta t) - f_x(\gamma^*(h^*), V_a^*(t_n + \Delta t), V_b^*(t_n + \Delta t)) \quad (5)$$

где оценки параметров характеристики вытеснения γ^* и управляющего параметра h^* определяем путем решения соответствующих оптимизационных задач вида (3,4).

Алгоритм для получения оценки технологической эффективности ГТМ состоит из трех основных этапов:

1. на основе данных накопленной добычи нефти, экспертных оценок извлекаемых запасов формируются интегрированные системы феноменологических моделей добычи нефти, проводится ее адаптация путем решения оптимизационных задач (3), определяются прогнозные значения накопленной добычи нефти (2);
2. с использованием данных накопленной добычи нефти, жидкости и воды с учетом прогнозных значений накопленной добычи нефти (2) формируется интегрированная система моделей характеристик вытеснения (4), производится ее адаптация путем решения соответствующих оптимизационных задач вида (3) и осуществляется выбор подходящей характеристики вытеснения по контрольному интервалу базового участка обработки $t_i = t_a + \Delta t \cdot i, i = \overline{1, n_1}$.

3. технологическая эффективность ГТМ по показателю дополнительной добычей нефти рассчитывается по формуле (5).

Исследование точности и устойчивости предложенной оценки технологической эффективности ГТМ (5) проводилось на основе промысловых данных накопленной добычи нефти и жидкости с учетом экспертных оценок извлекаемых запасов участка разработки месторождения Тюменской области до и после проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи.

В таблице 1 приведены относительные ошибки δ оценок технологической эффективности (5)

$$\delta = \left| \frac{\Delta Q_i^* - \Delta Q_i(t_n + \Delta t)}{\Delta Q_i^*} \right|,$$

полученные на основе метода наименьших квадратов (НК) и приведенного выше алгоритма основанного на методе интегрированных моделей (ИМ), для пяти часто используемых на практике характеристик вытеснения, где ΔQ_i^* - фактическое значение дополнительной добычи нефти; $\Delta Q_i(t_n + \Delta t)$ - расчетное значение добычи нефти.

Таблица 1

Относительная ошибка оценки эффективности ГТМ

Характеристика вытеснения	Название	Относительная ошибка	
		Метод НК	Метод ИМ
$V_n = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(V_{жс})$	Сазонов Б.Ю.	0,030	0,023
$V_n = \alpha_1 - \alpha_2 V_{жс}^{-1}$	Камбаров Г.С.	0,057	0,053
$V_n = \alpha_1 - \alpha_2 V_{жс}^{-1./2}$	Пирвердян А.М.	0,044	0,039
$V_n = \alpha_1 + \alpha_2 V_{жс}$	Метод постоянного нефтесодержания	0,006	0,003
$\ln(V_n) = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(V_B)$	Абызбаев И.И.	0,007	0,002

Выводы. Предложен метод оценки технологической эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и скважин основанный интегрированной системы моделей характеристик вытеснения с учетом прогнозных значений накопленной добычи нефти полученных с использованием интегрированной системы феноменологических моделей накопленной добычи нефти. На основе промысловых данных накопленной добычи нефти, жидкости и экспертных оценок извлекаемых запасов объекта разработки месторождения Тюменской области показано, что метод позволяет получить более точные оценки дополнительной добычи нефти в результате проведения геолого-технических мероприятий.

Литература

1. Пьянков В.Н. Алгоритмы идентификации параметров модели Баклея - Леверетта в задачах прогноза добычи нефти // Нефтяное хозяйство, 1997. – №10. – с. 62 – 65.
2. Давыдов А.В. Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 316с.
3. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198с.
4. Наймушин А.Г., Сергеев В.Л. Идентификация эволюционных процессов жизненного цикла систем с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета, – Томск, 2013. – Т.322. – № 5. – С.42 – 45.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РОСТ ГИДРАТОВ ПРИРОДНЫХ И НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

Н.А. Шостак

Научный руководитель профессор Е.П. Запорожец

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Изучение факторов, влияющих на скорость процесса гидратообразования, является важной задачей, решение которой позволит разработать новые и модернизировать существующие технологические приемы по предупреждению и борьбе с кристаллогидратами. Таких факторов много, и каждый из них по-отдельности и/или совместно влияют на скорость роста гидратов. В данной статье на основе анализа данных по экспериментальным исследованиям, представленных более чем в пятидесяти работах, были выбраны и систематизированы основные факторы, влияющие на скорость роста кристаллогидратов. Классификация этих факторов представлена на рис.



Рис. Классификация факторов, влияющих на рост гидратов природных и нефтяных газов

С увеличением степени переохлаждения ΔT скорость роста гидратов возрастает, при этом изменяются термобарические условия образования гидратов, в частности уменьшается начальная температура их роста и наблюдается [9] экстремум. Однако в работе [16] отмечается, что большая скорость роста гидрата приводит к меньшему заполнению полостей кристалла газом и к меньшей устойчивости получаемого гидрата. При одинаковой ΔT скорость роста гидратов структуры КС-I более чем в 5 раз превышает скорость роста гидратов структуры КС-II [19]. Процесс перехода газа в гидратную фазу до полного ее насыщения во времени имеет экспоненциальный характер [2, 17]. Понижение температуры процесса и повышение давления приводят к увеличению скорости гидратообразования до определенной величины, после чего скорость остается постоянной.

На скорость роста гидратов влияет также дисперсность воды в газо-жидкостной системе. Известно, что при уменьшении радиуса капли воды до микронных размеров их замерзание не происходит при нуле градусов Цельсия, а смещается в отрицательную область температур [14, 15]. Образование льда происходит быстрее из более крупных частиц воды, чем из мелких. Коэффициент диффузии газа в лед гораздо ниже, чем в жидкость, вследствие этого условия проникновения молекул газа в мелкодисперсную жидкость, сохраняются при низких температурах, т.е. при большой степени переохлаждения ΔT , которая обуславливает высокую скорость роста гидрата. Чем меньше размер частиц воды, тем выше скорость роста гидратов.

Растворы и активаторы

В качественном отношении отмечается [16], что повышение концентрации газа в водных растворах увеличивает скорость роста гидратов.

Наличие солей в водных растворах обычно снижает скорость образования и роста гидратов. Изменение концентрации NaCl в растворе в интервале 2-6% (масс.) влияет на скорость образования гидрата незначительно [4]. Дальнейшее увеличение содержания NaCl в растворе снижает скорость гидратообразования. Например, увеличение содержания NaCl в растворе всего на 0,08% (мол.) уменьшает скорость гидратообразования на 25 % [19]. Отмечается [18], что в процессе гидратообразования происходит накопление солей в водном растворе. Этот эффект применяется, например, для опреснения морской воды.

Наличие алифатических спиртов (метиловый, этиловый, *n*-пропиловый, гликоли) в растворах с водой ингибирует образование и рост гидратов. Однако, добавление небольшого количества спирта в пределах 1-2 % мол. приводит к увеличению скорости роста гидратов. При дальнейшем увеличении концентрации спирта в растворе скорость резко падает [10]. Установлено [5, 20], что в водных растворах с малой концентраций спиртов ускоряется образование смешанных гидратов. Активирующее влияние спиртов на кинетику гидратов связано с изменением механизма их роста, а не с увеличением растворимости газа в жидкости. Установлено [6, 11, 13], что в присутствии малых добавок спиртов механизм роста гидратов аналогичен тому, который наблюдается для роста гидратов с добавкой порядка 0,05-1 г/л поверхностно-активных веществ. Этот эффект проявляется на стадии массовой кристаллизации, при этом скорость гидратообразования увеличивается в сотни раз.

Экспериментально установлено, что на кинетику гидратообразования влияют активаторы – некоторые органические соединения (например, додецилбензолсульфонат натрия – эффективное эмульгирующее средство) в количестве порядка 0,5-2% мол., ускоряющие этот процесс. Как правило, характерным для таких соединений является их хорошая растворимость по отношению к воде и гидратообразователю.

227

Перемешивание

Перемешивание системы гидратообразователь-вода интенсифицирует рост гидратов [3]. Повышение скорости происходит за счет обновления и поддержания поверхности контакта гидратообразователь-вода и интенсивного отвода тепла от формирующихся гидратов. Интенсивное перемешивание суспензии повышает скорость образования гидратов даже в водных растворах NaCl [4], а ингибирующие свойства раствора при этом существенно ухудшаются.

Установлено [20], что при интенсивном встряхивании кристалликов льда с металлическими шариками ($T < 273,1$ К) ускоряется образование и рост гидратов структур КС-I и КС-II. При встряхивании разрушается гидратная корка на поверхности кристалликов льда, и заметно улучшаются условия массопередачи.

Процесс перемешивания может осуществляться путем барботирования вспомогательного газа через взаимодействующую систему сжиженных углеводородов C_3-C_4 . Пузырьки вспомогательного газа выполняют функции эмульгаторов и, одновременно, центров кристаллизации и ускоряют, таким, образом, процесс образования гидратов этих углеводородов.

Теплопередача

Процесс гидратообразования является экзотермическим, поэтому для увеличения скорости образования гидратов от системы газ - вода необходимо интенсивно отводить тепло. Техническое оформление этой задачи осуществляется преимущественно двумя способами. В первом отвод тепла производится через стенку. Этот способ реализуется в теплообменниках поверхностного типа. Во втором способе отвод тепла производится при непосредственном контакте воды с газом.

Физические поля

Обнаружено [1], что в пробе дистиллированной воды, предварительно находившейся в магнитном поле с напряженностью $2,3 \cdot 10^5$ А/м в течение 3,47 с, гидраты образовывались при температуре на 1 °С ниже, чем в контрольной пробе воды, не подвергшейся обработке магнитным полем. Под влиянием магнитных полей процесс накопления гидратов значительно ускоряется [7, 8]. Электромагнитные статические поля также ускоряют рост гидратов [9]. Высокочастотное электрическое поле влияет на термобарические условия образования гидратов [12] и, тем самым, на рост гидратов.

Дневной свет ускоряет образование и рост гидратов [8]. При длительном наблюдении за развитием кристаллов в течение нескольких суток при различной освещенности (дневное и ночное время) был отмечен их неравномерный циклично повторяющийся рост.

Литература

1. Добржанский Ф.Г. Вопросы теории и практики магнитной обработки воды и водных систем. – М. Химия, 1971. – 292 с.
2. Ермолаев А.С. Создание стенда и исследование кинетики гидратообразования // European researcher. – Сочи, 2011. – № 10 (13). – С. 1335 – 1342.
3. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
4. Клещунов Е.И. Исследование процессов и схем деминерализации морских и сточных вод холодным (кристаллогидратным) методом: Дис. канд. техн. наук. – Одесса, 1975 г. – 166 с.
5. Краснов А.А., Клименок Б.В. Исследование кинетики процессов клатрации методом изохрон // Нефтехимия. – Москва, 1973. – Т. 13. – № 4. – С. 592 – 595.
6. Кутергин О.Б., Мельников В.Н., Нестеров А.Н. Влияние ПАВ на механизм и кинетику гидратообразования газов // Доклады академии наук. – Москва, 1992. – Т. 323. – С. 549 – 553.

7. Лапин Н.О., Шостак Н.А. Магнитная обработка жидкостей в системах добычи, сбора и подготовки углеводородов // Сборник СНР, отмеченных наградами на конкурсах. – Краснодар, 2013. – Вып. 14: в 3 –х частях. – Ч. 2. – С. 85 – 86.
8. Макогон Ю.Ф. Хольсти Дж.С. Вискерные кристаллы газогидратов // Российский химический журнал. – Москва, 2003. – Т. 48, – № 3. – С. 43 – 48.
9. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985. – 232 с.
10. Маленко Э.В. Исследование условий образования и разрушения гидратов природного газа и изучение ингибирующего влияния неэлектролитов: Дисс. канд. хим. наук. – М., 1979 г. – 168 с.
11. Мельников В.И., Нестеров А.Н., Феклистов В.В. Гидратообразование газов в присутствии добавок ПАВ // Химия в интересах устойчивого развития. – Новосибирск, 1998. – Т. 6. – № 1. – С. 97–102.
12. Низаева И.Г., Макогон Ю.Ф. Воздействие электромагнитных полей на нетрадиционные виды углеводородного сырья // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – Киев, 2013. – № 3. – С. 42–54.
13. Нестеров А.Н. Кинетика и механизм гидратообразования газов в присутствии поверхностно–активных веществ: Дисс. докт. хим. наук. – Тюмень, 2006 г. – 280 с.
14. Скрипов В.П., Коверда В.П. Спонтанная кристаллизация переохлажденных жидкостей. – М.: Наука, 1984. – 232 с.
15. Сморгин Г.И. Теория и методы получения искусственного льда. – Новосибирск: Наука, 1988. – 281 с.
16. Ступин Д.Ю., Воробьев В.Н. Кинетика кристаллизации клатратных фаз в системах $H_2S-C_6H_6 \cdot H_2O$, H_{28} -цикло- $C_6H_{12} \cdot H_2O$ и $H_2S-C_4H_{10} \cdot H_2O$ // Журнал прикладной химии, 1977. – Т. 52. – № 4. – С. 799–803.
17. Требин Ф.А., Хорошилов В.А., Демченко А.В. О кинетике гидратообразования природных газов // Газовая промышленность, 1966. – № 6. – С. 11–13
18. Koopers Company Inc. Potable Water from sea water by the hydrate process. Research Department Progress. Reprint January, 1960.
19. Roux G.M. U.S. Office of Saline Water Research and Development progress. Reprint № 370, 1968. – pp. 24–39.
20. Van der Waals J.H., Platteeuw J.C. Clathrate compounds. (Prigogenie I, editor), Adv. Chem. Phys., 1959. – V. 2. – P. 2.

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ УСПЕШНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

А.А. Щербаков, М.С. Турбаков

Научный руководитель профессор С.В. Галкин

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,
Россия*

На территории Пермского Прикамья при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (проницаемость менее $0,05 \text{ мкм}^2$, вязкость пластовой нефти более $30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, газовый фактор более $200 \text{ м}^3/\text{т}$) в 2009-2013 гг. укрупненно можно выделить следующие методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН): гидродинамические (ввод новых скважин, перевод скважин на другие объекты разработки и др.) – 33 операции; методы интенсификации добычи (увеличение приемистости нагнетательных скважин, промывка забоя скважин, перфорация и др.) – 37 операций; физические (бурение дополнительного ствола, радиальное бурение, гидроразрыв пласта, кислотный гидроразрыв пласта и др.) – 56 операций; химические (ремонтно-изоляционные работы, обработка призабойной зоны пласта и др.) – 24 операции. За рассматриваемый период количество операций в добывающих скважинах, связанных с увеличением нефтеотдачи пласта, увеличилось в 4,7 раза. Основными МУН являются физические, составляющие около 40 % всех проводимых операций, преимущественно по технологии гидравлического разрыва пласта. Объективным критерием эффективности МУН является удельный суточный прирост дебита, равный суммарной дополнительной добыче, отнесенной к продолжительности эффекта. Применение физических методов позволило достичь среднего удельного суточного прироста дебита нефти 10 т/сут , что в 2,4 раза больше, чем при использовании химических методов. Реализация физических методов в терригенных коллекторах (проницаемостью менее $0,05 \text{ мкм}^2$) по этому показателю в 2,5 раза эффективнее, чем в карбонатных. Успешность химических методов на месторождениях нефти вязкостью более $30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ в 3 раза выше, чем на месторождениях с высоким газовым фактором. Эффективность применения технологии изоляции водопритоков в добывающих скважинах с использованием кремнийорганических реагентов (химические методы) составила $0,5 \text{ т/сут}$, ремонтно-изоляционных работ – $12,9 \text{ т/сут}$, прирост дебита нефти составил в среднем $5,6 \text{ т/сут}$ [1, 5]. Для оперативного прогнозирования, изучения степени влияния технических параметров МУН, геологического строения объектов, а также промысловых показателей эффективности работы скважины на обводненность продукции и производительность после проведения мероприятия возможно применение регрессионной модели путем выделения из множества факторов тех, которые влияют на успешность применения МУН. Исходные данные по параметрам геолого-физических и технологических групп были взяты из проектных документов и технологических режимов работ. Таким образом, было выделено 3 группы параметров:

Геолого-физические (а) – характеризующие пласт и извлекаемый флюид: тип коллектора, абсолютная отметка водонепряного контакта (ВНК), глубина скважины, плотность и вязкость пластовой нефти, проницаемость, коэффициент расчлененности, коэффициент песчаности, газосодержание.

Технологические параметры (б) – характеризующие работу скважины: фактический прирост дебита по нефти, начальная обводненность, эффективная нефтенасыщенная толщина, время работы скважины с эффектом.

Параметры строительства (в) – контакт цементного камня с колонной и породой.

Рассматриваемая задача представлена в виде зависимости

$$Y_k^p = f(l_{\text{ВНК}}, K_{\text{расч}}, \rho_n, \mu_n, q_{\text{доп}}, w_0, h_{\text{эф.нас}}, t_{\text{эф}}, p_{\text{кол}}, p_{\text{пор}}) \quad (1)$$

где Y_k^p – успешность операции – величина, принимающая значение от 0 до 1 при недостижении эффекта и при его достижении соответственно; $l_{\text{ВНК}}$ – расстояние от перфорационных отверстий до абсолютной отметки ВНК, м; $K_{\text{расч}}$ – коэффициент расчлененности, доли ед.; ρ_n – плотность пластовой нефти, кг/см³; $k_{\text{прон}}$ – проницаемость, м²; μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа·с; $q_{\text{доп}}$ – прирост дебита по нефти, т/сут; w_0 – начальная обводненность, доли ед.; $h_{\text{эф.нас}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; $t_{\text{эф}}$ – время работы с эффектом, сут; $p_{\text{кол}}$, $p_{\text{пор}}$ – контакт цементного камня с колонной и породой соответственно.

Оценка влияния выделенных критериев на успешность применения МУН возможна при помощи построения статистической модели, описывающей данные уравнением регрессии. Перед расчетом параметры переводят из размерных независимых факторов x_i в безразмерные z_i , нормированные по

$$z_i = \frac{(x_i - x_i^0)}{\Delta x_i} \quad (2)$$

Для получения коэффициентов в уравнении регрессии используется полином в виде

$$b_i = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N z_{ik} y_k^p \quad (i = 1, 2, 3 \dots), \quad (3)$$

где b_i – коэффициент в уравнении регрессии; N – количество операций.

Таблица 1

Определение коэффициентов в уравнении регрессии

Показатель	Коэффициент в уравнении регрессии
Геолого-физические параметры	
Расстояние от перфорационных отверстий до абсолютной отметки ВНК	3,25
Коэффициент расчлененности	2,91
Плотность пластовой нефти	-1,86
Проницаемость	1,26
Вязкость пластовой нефти	-0,49
Технологические параметры	
Прирост дебита по нефти	0,53
Начальная обводненность	-0,37
Эффективная нефтенасыщенная толщина	0,07
Время работы с эффектом	0,05
Параметры строительства скважины	
Контакт цемента с колонной	0,03
Контакт цемента с породой	0,02

Анализируя табл. 1, можно выделить параметры, которые оказывают наибольшее влияние на успешность применения МУН: расстояние от перфорационных отверстий до ВНК, прирост дебита по нефти, контакт цементного камня с колонной и породой.

Проверка статистической значимости коэффициентов регрессии выполнена с помощью критерия Стьюдента [3]. Для проверки адекватности математического описания опытным данным достаточно определить отклонение по полученному уравнению регрессии величины отклика от полученных результатов. Проверку гипотез об адекватности и однородности двух выборочных дисперсий проводят по F-критерию Фишера.

Полученное уравнение регрессии имеет вид

$$Y_k^p = b_0 + b_1 z_1 + b_2 z_2 + \dots + b_n z_n. \quad (4)$$

Используя (1)-(3), определили коэффициенты в уравнении регрессии (4) (табл. 1).

В табл. 2 отражены значения, критерий Стьюдента по которым опровергает нуль-гипотезу и оценку коэффициента признает статистически значимой с вероятностью $\alpha \leq 0,05$.

Оценка успешности применения МУН выполнена по (4). Результаты занесены в табл. 2, где «+» отмечена успешность мероприятия по группе параметров.

Соответственно, успешность по всем трем группам параметров (первая строка табл. 2) свидетельствует об успешности мероприятия в целом. Имея отрицательные значения успешности (последняя строка табл. 2), можно говорить о неудавшемся мероприятии. Оценка успешности МУН в промежуточных группах должна проводиться индивидуально. Для проверки адекватности модели выполнено сравнение с результатами оценки успешности примененных МУН по данным филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Данное сравнение подтвердило адекватность полученной модели (последний столбец табл. 2).

Таблица 2

Группа	Определение успешности Параметры			Количество скважин	Количество успешных операций по данным ПермНИПИнефть
	геолого-физические	технологические	строительства		
1	+	+	+	28	37
2	+	+	-	0	
3	+	-	+	2	
4	-	+	+	7	
5	+	-	-	2	7
6	-	+	-	0	
7	-	-	+	0	
8	-	-	-	5	

Вывод

На основе регрессионного анализа определены критерии выбора скважин-кандидатов для применения МУН при разработке нефтяных месторождений на территории Пермского Прикамья с учётом геолого-физических параметров продуктивных пластов, технологических параметров работы скважин и параметров строительства стволов скважин. Для увеличения успешности применения МУН предлагается проводить гидродинамическое моделирование с учетом показателей успешности [1, 2, 4].

Литература

1. Антонов Д.В., Турбаков М.С., Илюшин П.Ю. Оценка эффективности водогазового воздействия при разработке залежи с высоковязкой нефтью//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008. – № 8. – С. 72 – 75.
2. Илюшин П.Ю., Турбаков М.С., Галкин С.В., Керн Д.А. Моделирование водогазового воздействия при разработке Змеевского месторождения//Нефтяное хозяйство, 2012. – № 11. – С. 116 – 117.
3. Крамер В.Г. Математические методы статистики. – М.: Мир, 1975. – 485 с.
4. Филатов М.А., Вишняков А.Ю., Турбаков М.С., Илюшин П.Ю. Моделирование полимерного заводнения при разработке Москудынского нефтяного месторождения//Нефтяное хозяйство, 2013. – № 8. – С. 93 – 95.
5. Щербаков А.А., Турбаков М.С., Дворецкас Р.В. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи месторождений Пермского Прикамья с трудноизвлекаемыми запасами//Нефтяное хозяйство, 2012. – № 12. – С. 97 – 99.

Секция 13

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 1.

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ НЕФТЕ- И ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

В.И. Ерофеев, академик РАН, профессор, заслуженный деятель науки РФ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в связи с сильным истощением действующих месторождений легкой нефти в мире все больший вклад в общий сырьевой нефтяной баланс вносят тяжелые нефти, что требует огромных затрат не только по их добыче, но и создания новых высокоэффективных технологий по глубокой переработке различных тяжелых дистиллятов и нефтяных остатков. Тяжелые нефти многих современных месторождений мира в отличие от ранее добываемых нефтей обладают повышенной плотностью и высоким содержанием различных полиароматических углеводородов и гетероатомных соединений, особенно сернистых веществ. Переработка таких тяжелых нефтяных дистиллятов и остатков требует широкого и эффективного использования для их переработки гидрогенизационных процессов: гидрокрекинга, гидроочистки и различных термических гидропроцессов.

Также необходимо отметить, что развитие современной мировой нефтепереработки характеризуется постоянным ужесточением экологических требований к качественным и количественным физико-химическим и эксплуатационным характеристикам моторных топлив, выполнение которых требует огромных капитальных и эксплуатационных затрат. В настоящее время развитие нефтепереработки характеризуется повышением спроса на моторные топлива и продукты нефтехимии и одновременным снижением потребления продукции нефтепереработки в энергетическом и промышленном секторах экономики. Экологические и эксплуатационные показатели моторных топлив (товарных автомобильных бензинов и дизельных топлив) в странах Европейского Союза (близкие экологические и эксплуатационные показатели имеют моторные топлива и в других высокоразвитых странах мира) представлены в таблице.

Таблица

Требования к моторным топливам по стандартам ЕС

Показатель	Евро-3	Евро-4	Евро-5
Автомобильные бензины			
Октановое число по исследовательскому методу, не менее	95/98	95/98	95/98
Суммарное содержание аренов, %, не более	35	30	30
в т. ч. бензола	1	1	1
Содержание серы, ppm, не более	150	50	10
Дизельные топлива			
Цетановое число, не менее	51	51	54(58)
Содержание серы, ppm, не более	350	50	10
Плотность при 15°C, кг/м ³	820-845	820-845	820-830
Фракционный состав (95 %), °C, не выше	360	360	340-350
Содержание полициклической ароматики, % об., не более	11	11	(2)

В связи с этим для современного производства моторных топлив требуется использование новых высокоэффективных процессов:

- алкилирование изобутана олефинами;

- изомеризация фракции углеводородов n-C5-C6;
- совершенствование и модернизация процесса риформинга;
- процесс конверсии прямогонных бензинов на цеолитсодержащих катализаторах (процесс цеоформинг);
- модернизации процесса гидроочистки;
- гидроизомеризация средних дистиллятов;
- использование процессов гидрокрекинга и крекинга для получения моторных топлив и др.

Эффективное использование всего комплекса новых технологий вторичной переработки различных нефтяных дистиллятов на современных НПЗ позволит получать высококачественные моторные топлива и другие нефтепродукты.

Важной особенностью современной нефти – и газохимии является комплексный подход к переработке нефти и газа с максимальной глубиной переработки и использованием процессов, позволяющих получать продукцию высокой степени переделов. Совершенствование технологий процессов переработки различных углеводородных фракций и остатков на современных НПЗ западных стран идет в направлении переработки и облагораживания на установках все более узких фракций нефти, что позволяет значительно улучшать качественные показатели товарных продуктов за счет использования более эффективных и селективных катализаторов. Общемировой тенденцией является рост потребления транспортных топлив при одновременном снижении потребления нефтепродуктов в энергетическом и промышленном секторах, т.е. модернизация передовых НПЗ западных стран направлена на разработку новых процессов, улучшающих качество товарных нефтепродуктов и обеспечивающих переработку тяжелых гудроновых фракций и нефтяных остатков в ценные товарные нефтепродукты [1-4].

В отличие от многих процессов нефтепереработки современные газохимические технологии – это сложные многостадийные энергоемкие процессы, требующие огромных энергетических и капитальных затрат, что заставляет разработчиков и производителей для снижения издержек производства стремиться к повышению мощности предприятий. Причины этого лежат в фундаментальных (термодинамических, кинетических и других) отличиях процессов нефте- и газохимии. Если в основе нефтехимических процессов лежит преимущественно разрыв относительно слабых С-С и С-Н связей в длинных углеводородных цепочках различных молекул с целью получения более низкомолекулярных соединений, то основное направление газохимических процессов прямо противоположно: из небольших и очень химически стабильных молекул метана и его ближайших гомологов (этана, пропана и бутанов) необходимо получать более сложные, высокомолекулярные и, как правило, менее стабильные продукты. В связи с этим, если переработка нефти и нефтяных дистиллятов в значительной мере основана на равновесных процессах крекинга, изомеризации, гидрирования и дегидрирования, то производство тех же продуктов в газохимии протекает в условиях, часто контролируемых кинетикой процесса. Если в основе нефтехимических процессов лежит в первую очередь разработка активных и долговечных катализаторов, то в газохимии часто на первом плане стоит достижение необходимой селективности процессов по высокорекционным целевым продуктам.

В настоящее время рост цен на нефтяное сырье и развитие все более эффективных технологий получения оксигенатов и углеводородов из синтез-газа привело к развитию ряда процессов по превращению природного и попутного газа в сырье для нефтехимии (олефины) и моторные топлива. Снижение стоимости оксигенатов, появление на рынке готовых технологий такого типа в западных странах позволяет говорить о постепенном развитии этого направления газохимии и прогнозировать реализацию указанных процессов в течение ближайших 10 лет.

Важнейшее значение в качестве базовых продуктов нефте- и газохимии имеют низшие олефины: этилен, пропилен, бутен, изо-бутилен, пентены. В настоящее время основным процессом их получения является пиролиз легких нефтяных фракций. В небольшом количестве олефины получают также при каталитическом крекинге и при дегидрировании газообразных алканов. В России основным сырьем для производства этилена, пропилена и других олефинов являются прямогонные бензиновые фракции нефти; за рубежом — углеводородные газы (этан, пропан), нефтяные фракции, причем установки комбинированы для работы на различных видах сырья. В рамках развития российской нефте- и газохимии предполагается увеличение доли сжиженных углеводородных газов С1-С4 в качестве сырья. При этом важными оказываются процессы дегидрирования этана и пропана в этилен и пропилен. Мировой спрос на низшие олефины С2-С4 будет расти быстрыми темпами и в ближайшее десятилетие практически удвоится.

В настоящее время нефтегазохимия стала основной частью нефтегазового комплекса, входя составным элементом в структуру крупнейших нефтегазовых компаний мира. Нефтегазохимические сектора многих нефтегазовых компаний играют существенную роль в функционировании этих компаний. По показателям развития нефтехимических секторов можно судить о степени диверсифицированности компаний, их устойчивости. В суммарном производстве крупнейших мировых нефтегазовых компаний, таких как British Petroleum, Royal Dutch Shell, Exxon Mobil, Total, Chevron-Техасо, Conoco Phillips и ряда других доля продуктов нефтегазохимического сектора достигает 10 % и более. В современной мировой нефте- и газохимии не менее половины всей выпускаемой продукции (начиная от исходных полупродуктов, включая нефтегазохимикаты и такие конечные продукты, как пластмассы, синтетические смолы, синтетические каучуки, химические волокна) производится нефтегазовыми компаниями. Стратегия развития многих нефтехимических комплексов развитых стран основана на переходе на выпуск все более высокотехнологичной, дорогой продукции. Все более широко применяются технологии «всеядные» по сырью, что позволяет наряду с квалифицированным сырьем использовать побочную продукцию и отходы других отраслей. Существенную роль приобретают такие

направления, как создание новых материалов, в том числе и с заданными свойствами, технологий по переработке алканов, создание новых все более совершенных катализаторов и др. При сохранении темпов роста крупнотоннажных нефтехимических продуктов массового использования ускоренными темпами растет производство относительно малотоннажной, но дорогостоящей высокофункциональной продукции специального назначения.

Важной особенностью современной нефте- и газохимии является переход от «грязных», загрязняющих окружающую среду технологических процессов к технологиям, соответствующим принципам «зеленой химии» и энергосбережения. Такой процесс сопровождается перестройкой технологической базы, внедрением ресурсо-, энерго- и трудосберегающих экологически чистых процессов. Проблема охраны окружающей среды приобретает в настоящее время решающее значение в мировом нефтегазохимическом комплексе. При строительстве нефтегазохимических установок, как минимум, 5-10 % капиталовложений приходится на объекты по охране окружающей среды. Ужесточение экологических норм, в частности введение европейского регламента REACH, будет стимулировать переход компаний на высокоэффективные экологически безопасные технологии. Ужесточение экологических требований к качеству моторных топлив предполагает значительные инвестиции в строительство новых вторичных процессов, улучшающих экологические характеристики продукции действующих заводов. Экологический подход при обосновании проектов нефтегазохимических производств и эксплуатации установок становится необходимым и одним из основных для многих нефтегазохимических компаний.

В связи с тем, что Россия обладает громадными ресурсами нефтяного и газообразного углеводородного сырья, квалифицированными кадрами, одним из наиболее предпочтительных направлений развития отечественной нефте- и газохимии является активное вовлечение в переработку ценных компонентов природного (богатого этаном) и попутного нефтяного газа, создание на базе этих ресурсов нефте- и газохимических комплексов по переработке различных нефтегазохимических продуктов [5-14]. В настоящее время по объемам переработки нефти Россия находится на третьем месте в мире, уступая США и Китаю. Лидерами по объему переработки нефти в России на сегодняшний день являются нефтяные компании ОАО «Роснефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ», от 20 до 30 млн. т. в год нефти перерабатывают ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Газпром нефть», ООО «Сургутнефтегаз», ОАО «Система-Инвест», технический уровень значительной части заводов не соответствует передовому мировому уровню и характеризуется:

- низким уровнем переработки нефти в более ценные продукты. Средний показатель глубины переработки нефти на НПЗ России составляет 70-75 %. При этом по 11 предприятиям глубина переработки составляет менее 65 % и только на шести НПЗ превышает 80 %, приближаясь к уровню современных зарубежных НПЗ (от 85 до 95 %);

- низкой долей деструктивных процессов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование) в технологической схеме переработки нефти и низкой долей облагораживающих процессов. В последние годы в России этот показатель не превышает 13 % от объема первичной переработки нефти (в странах Западной Европы, соответственно, от 30 % до 50 % и выше). Это влечет за собой низкий выход суммы светлых нефтепродуктов на российских НПЗ (не более 50 %), по сравнению с передовыми НПЗ западных стран (не менее 75 %), что обусловлено отсутствием набора процессов по глубокой переработке нефти, что отличает отечественные заводы от НПЗ США и стран Западной Европы, где выход мазута составляет 5 и 12 %, соответственно. Суммарная мощность установок каталитического крекинга и гидрокрекинга в нашей стране в несколько раз меньше, чем в Европе и США, и лишь суммарные мощности установок по риформингу сопоставимы с европейскими и американскими. Доля деструктивных процессов от установленной мощности приближается лишь к 21%, доля вторичных процессов – 54 %;

- низким уровнем производительности труда (ниже мирового в 3-5 раз);

- значительным физическим и моральным износом оборудования (Из 27 крупных НПЗ, расположенных в России, шесть были пущены в эксплуатацию до войны, еще шесть — построены до 1950 г., восемь – введены в строй до 1960 г., 20 из 27 НПЗ работают по 40-50 лет. Эти данные указывают, что резервы российской нефтепереработки с точки зрения увеличения отбора светлых продуктов с тонны сырья остаются очень значительными и оцениваются на уровне 50 млн. т/год при существующем объеме первичной переработки на уровне 250 млн. т. нефти в год.

В общей стоимости затрат на переработку нефти затраты на топливо и энергию составляют 60-70 %.

Перспективные технологии газохимии и нефтехимии

Наиболее перспективные технологии в газохимии связаны с вовлечением в переработку попутного и природного газа. Необходимо отметить, что в настоящее время традиционные технологии включают паровую конверсию метана, природного газа в синтез-газ; традиционные технологии получения метанола, формальдегида, уксусной кислоты, альдегидов и др. продуктов. Традиционные технологии синтеза указанных продуктов могут быть частично заменены на новые. Так, в получении синтез-газа существенно увеличивается роль окислительной конверсии, которая может быть решена как в уже предлагаемых технологиях парциального окисления, так и в технологии получения синтез-газа в реакторах с движущимся слоем катализатора, в которых отсутствует смешение кислорода и природного газа. В синтезе метанола определенное значение может приобрести технология синтеза в кипящем слое. В процессах с участием металлокомплексных катализаторов (карбонилирование, гидроформилирование) существенную роль начинают играть технологии с использованием новых иммобилизованных систем и альтернативных растворителей.

Альтернативными технологиями переработки природного и попутного газа могут служить технологии получения углеводородов по Фишеру-Тропшу, переработки метанола в олефины или бензины. В последние годы были предложены новые модифицированные наноструктурированные системы, позволяющие превращать метан в этилен, что привело к активному развитию нескольких технологических решений в данной сфере:

- Конверсия метана через синтез-газ в оксигенаты (метанол, диметиловый эфир), а последние с помощью наноструктурированных систем – в олефины и жидкие углеводороды.

Данное технологическое решение предполагает использование уже хорошо отработанных технологий получения оксигенатов в сочетании с новой технологией – синтеза олефинов. Для реализации последней необходимо создание новых наноструктурированных материалов с оптимальной кислотностью и пористой структурой, которая бы обеспечила устойчивость катализаторов в течении длительного периода времени. Требования к таким материалам определяются характером выбранного процесса: для проведения его в стационарном слое важно сочетание максимальной селективности по олефинам (пропилен, этилен, желательнее более 95%) с длительной устойчивостью к косообразованию. Для процесса в кипящем слое с непрерывной регенерацией катализатора важным является не только высокая конверсия и селективность, но и высокая устойчивость при удалении кокса. Предлагаемые к реализации технологии превращения оксигенатов в бензины позволяют в зависимости от используемого катализатора не только получать существенно лучший по качеству высокооктановый бензин, не содержащий дурола; аналог газового конденсата или прямогонного бензина для транспортировки вместе с нефтью. Существенно также, что предлагаемые к реализации технологии обладают преимуществом перед известным процессом фирмы Mobil. Диметиловый эфир содержит в своем составе в два раза больше атомов углерода, чем метанол, что ведет к уменьшению размеров оборудования. Благодаря меньшему тепловыделению и благодаря снижению количества воды в реакционной среде срок службы катализатора ZSM-5, используемого при получении бензина из ДМЭ, больше, чем в Mobil- процессе. Энергозатраты при его осуществлении на ~ 15- 20 % ниже, чем при получении бензина из синтез-газа через метанол. При этом бензин, получаемый из синтез-газа через ДМЭ, имеет столь же высокое качество, как и бензин Mobil- процесса.

В настоящее время ведущие нефтегазовые компании Европы и мира начали широкомасштабные инвестиции в принципиально новое направление производства сырья для нефтехимии - олефинов C2-C4 из природного газа. К настоящему времени эти процессы, разрабатываемые в течение последних 20 лет целым рядом фирм (Mobil Oil Corporation, Exxon Mobil Corporation, UOP, Hydro Norsk и др.), доведены до коммерческого использования и сегодня активно внедряются в промышленность: с 2006 г. крупный завод работает в Нигерии, строительство заводов ведется в Бельгии и Китае, Ближнем Востоке. Методы превращения природного газа в низшие олефины через диметиловый эфир, получаемый дегидратацией метанола, разрабатываются фирмой Lurgi (совместно с MG Technologies AG, Metallgesellschaft AG, Sud-Chemie AG) и компанией Van Dijk Technologies. Процессы получения низших олефинов из природного газа через стадию прямого синтеза диметилового эфира из CO/H₂ разрабатываются японской фирмой JGC Corporation.

Превращение синтез-газа, полученного из метана в углеводороды или спирты на наноструктурированных катализаторах (реакция Фишера-Тропша).

Данный процесс требует использования высокостабильных и активных катализаторов для получения смеси углеводородов и разработка нанооструктурированных катализаторов может позволить увеличить эффективность данного процесса. Важными техническими решениями в данном случае являются решения по конструкции реакторов – использование сларри, микроканальных реакторов. Возможно решение, связанно с использованием наноструктурированных мембран. Технология Фишера-Тропша позволяет получать в зависимости от используемой технологии смеси парафинов с олефинами или линейные парафины нормального строения (ваксы), переработка которых требует комплексной схемы производства. Реализованные в настоящее время технологии фирм Sasol и Shell недостаточно производительны и требуют существенно больших инвестиций по сравнению с процессами превращения оксигенатов в углеводороды. Технология получения углеводородов из синтез-газа значительно менее производительна, чем процессы получения метанола или диметилового эфира.

Превращение метана по реакции с кислородом на специальных созданных наноструктурированных катализаторах в этилен.

Данное решение может быть реализовано при использовании особого типа реактора, сводящего к минимуму гомофазные реакции. Также условием реализации данного процесса в промышленности является разработка промышленного метода получения катализатора окисления, который бы позволил достигать максимальной эффективности превращения. Для этого необходимо использование специальных методов, обеспечивающих оптимальную структуру катализатора на наноуровне.

Таким образом, в заключение необходимо отметить, что для газохимии важнейшими признаны технологии, связанные в переработкой природных и попутных нефтяных газов в синтез-газ, с конверсией синтез-газов через метанол в бензины и олефины, конверсией диметилового эфира в бензины и легкий газовый конденсат, получением олефинов из диметилового эфира, получение метанола из синтез-газа в кипящем слое, мембранные технологии разделения и выделения водорода, получение синтез-газа с раздельным окислением – восстановлением, получение этилена из метана окислительной димеризацией.

Литература

1. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.
2. Глебова Е.В., Глебов Л.С., Сажина Н.Н. Основы ресурсо-энергосберегающих технологий углеводородного сырья. Изд. 2-е, исправленное и дополненное – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 184 с.
3. Брагинский О.Б., Шлихтер Э.Б. Мировая нефтепереработка: экологическое измерение. – М.: Академия, 2003. – 262 с.
4. Арутюнов В.С., Лapidус А.Л. Газохимия как ключевое направление развития энергохимических технологий XXI века. // Рос. хим. ж. – 2003. – Т. 47. – № 2. – С. 23 – 32.
5. Барбашин Я.Е., Рябов Ю.В., Восмерилов А.В., Величина Л.М., Коробицына Л.Л., Ерофеев В.И. Деактивация цеолитных катализаторов в процессах превращения метанола, гексана и бензиновой фракции газового конденсата. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1998. – № 8. – С. 17 – 21.
6. Ерофеев В.И., Адяева Л.В., Рябов Ю.В. Пиролиз прямогонных бензинов на цеолитах ZSM-5, модифицированных катионами щелочноземельных металлов. // Журнал прикладной химии. – 2001. – Т. 74. – Вып. 2. – С. 231 – 234.
7. Рябов Ю.В., Ерофеев В.И. Исследование зауглероживания высококремнеземных цеолитов в процессе превращения метанола в углеводороды. // Известия АН СССР. Сер. хим. – 1986. – № 9. – С. 1966 – 1970.
8. Восмерилов А.В., Ерофеев В.И. Исследование каталитической активности Ga – содержащих цеолитов в процессе ароматизации низших алканов. // Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67. – Вып. 7. – С. 1152 – 1156.
9. Ерофеев В.И., Трофимова А.С., Коваль Л.М., Рябов Ю.В. Исследование кислотности и каталитических свойств Cu-ZSM-5 в процессе конверсии низших алканов. // Журнал прикладной химии. – 2000. – Т. 73. – Вып. 12. – С. 1969 – 1974.
10. Ерофеев В.И., Адяева Л.В., Кухаренко О.А. Влияние высокотемпературной обработки пентасилов на их кислотные и каталитические свойства в процессе превращения прямогонных бензинов. // Журнал прикладной химии. – 2001. – Т. 74. – Вып. 11. – С. 1791 – 1794.
11. Trofimova A.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Lower Olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkali Metals. // Rus. J. of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp. S537-S540.
12. Трофимова А.С., Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Получение низших олефинов из алканов C₃-C₄ на цеолитах ZSM-5, модифицированных литием. // Журнал физической химии. – 2002. – Т. 76. – № 6. – С. 1034 – 1037.
13. Ерофеев В.И., Адяева Л.В. Превращение прямогонных бензинов на пентасилах, модифицированных индием. // Журнал прикладной химии. – 2003. – Т. 76. – Вып. 7. – С. 1116 – 1121.
14. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Коваль Л.М., Хомяков И.С., Ерофеев М.В., Тарасенко В.Ф. Влияние УФ активации на кислотные и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины. // Журнал прикладной химии. – 2011. – Т. 84. – Вып. 10. – С. 1668 – 1674.

INVESTIGATION OF CeO₂-DOPING ON γ -Al₂O₃-SUPPORTED Pt CATALYSTS FOR PARTIAL
 OXIDATION ON ETHANOL TO SYNGAS

P. Almeroth, D. Männel, M. Jahn, W. Reschetilowski

Fraunhofer Institute for Ceramic Technologies and Systems, Dresden, Germany;
 Dresden University of Technology, Dresden, Germany

For partial oxidation (POX) of ethanol, the effect of CeO₂-doping on catalytic performance particularly regarding by-product formation was investigated. Basis of all catalyst systems was a γ -Al₂O₃-supported Pt-catalyst.

γ -Al₂O₃ was chosen as a high surface support despite of its acid properties, which lead to dehydration of ethanol to ethylene. The occurrence of ethylene as a by-product is undesirable in the application of POX as a reforming step in solid oxide fuel cell systems. Coking downstream the catalyst is related to its role as a coke precursor. To neutralize surface acidity of γ -Al₂O₃, metal oxides with basic properties like CeO₂ added in various amount, aimed to study its impact on catalytic performance in connection with properties of the catalytic systems.

The catalysts were prepared by wet-impregnation in form of powder. In catalytic tests particle fraction of 250...315 μ m was used and diluted with quartz granulate of the same particle fraction. Catalytic tests were done in a heated quartz reactor with connected NDIR- and GC-analysis. Input of chemical energy by ethanol was fixed for all catalytic tests at P_{chem} = 120 W.

To figure out optimal reaction parameters, thermodynamic equilibrium calculations of POX of ethanol were done. They showed highest syngas-yields and suppression of coke formation for oxygen-to-carbon-ratios O/C near 1,1 ($\lambda=0,2$) and $\vartheta > 700$ °C. For POX of ethanol, referring to POX of methane, two reaction zones could be expected [1]. In the first zone exothermic total oxidation of ethanol takes place. Endothermic dry and steam reforming proceed in the second zone, using previously formed CO₂ and H₂O. Considering that, process parameters were optimized prior to catalytic tests particularly regarding heat management. The axial disbalance of heat input by POX necessitates heating especially at the end of the reactor to balance temperature over reactor length and to guarantee an axial temperature difference $\Delta\vartheta < 100$ K. The heat input of the installed heating was shown by blank experiments with inert gas flow (Ошибка! Источник ссылки не найден.). As was shown in experiments of one chosen catalyst, its mass influences the axial temperature profile due to occurrence of exothermic reactions at the beginning of the reactor. Dilution ratios of the catalyst were investigated regarding their impact on axial temperature profile (Ошибка! Источник ссылки не

найден.). Two mass parts catalysts and one mass part dilution was identified as well suited for stable temperatures over reactor length.

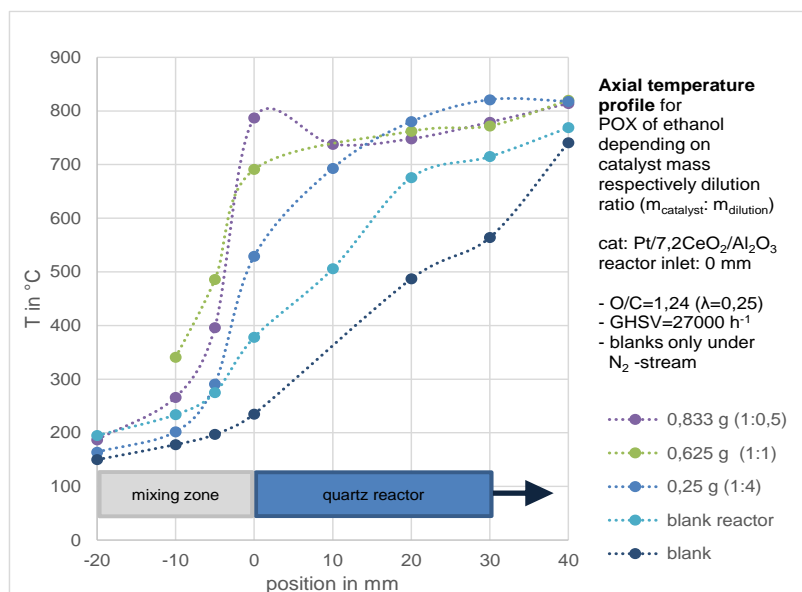


Figure. Axial temperature profile for POX of ethanol depending on catalyst mass, which is related to dilution ratio, of one chosen catalyst; heat input by heating is shown by blank experiments with inert gas flow

All catalysts were tested for POX of ethanol at various O/C, reactor temperatures in range of $\vartheta = 700 \dots 800$ °C and gas hourly space velocity in range of $GHSV = 25000 \dots 27000$ h⁻¹. The catalysts were characterized by BET, XRF, XRD and FESEM-EDX to investigate their properties. Aim of studies was to correlate properties influenced by CeO₂-doping, process parameters in connection with axial temperature profiles and product distribution of POX of ethanol.

References

1. Horn R., Williams K., Degenstein N. Methane catalytic partial oxidation on autothermal Rh and Pt foam catalysts: Oxidation and reforming zones, transport effects, and approach to thermodynamic equilibrium. // Journal of Catalysis. 2007 – V. 249. – N, 2. – pp. 380–393.

INFLUENCE OF CO₂- FEED ON HYDROCRACKING OF VEGETABLE OIL USING BIFUNCTIONAL MICRO-MESOPOROUS COMPOSITE MATERIALS

M. Anders, O. Busse and W. Reschetilowski

Institut of Industrial Chemistry, TU Dresden, 01062 Dresden, Germany

The bifunctional catalyst systems can be used for the selective catalytic conversion of vegetable oils by hydrocracking. Thereby the nature and the loading of the metal components as well as the acidity of the support material influence the catalytic activity in hydrogenation/dehydrogenation and cracking reactions. For example bifunctional catalyst systems based on Al-MCM-41/ZSM-5 using by hydrocracking of rapeseed oil showed that the conversion and the yield of gaseous products stronger increased by loading with nickel and molybdenum (NiMo) and with a Brønsted acid rich support material. Furthermore, co-feeds can also affect activity and selectivity of hydrocracking reactions. This results in an enhancement of catalytic properties and a reduction of greenhouse gas CO₂.

The present work studies the influence of CO₂ co-feed to activity, selectivity and stability of NiMo/(Al-MCM-41/ZSM-5) in hydrocracking of a model substance ethyl laurate. In this context, special attention is directed to product distribution and deactivation of the catalyst sample.

The conversion of ethyl laurate and CO₂ on NiMo/(Al-MCM-41/ZSM-5) results in high yields of gaseous hydrocarbons at temperatures of 500°C, WHSV of 5,5 h⁻¹ and pressures of 5 bar. These gaseous products consist mainly of light olefins (C₂-C₆).

It could be shown, that the cracking activity and the thermal stability of the catalyst strongly depends on the feed/co-feed ratio. Furthermore, the product spectrum could be varied by the usage of CO₂ as co-feed in the hydrocracking of ethyl laurate on the bifunctional catalyst system NiMo/(Al-MCM-41/ZSM-5). Depending on the ratio between feed and co-feed, the selectivity of unsaturated compounds could so be increased, whereby the selectivity of saturated compounds is decreased. It seems that the hydrogenation activity can be influenced by using CO₂ as co-feed in hydrocracking processes. The yield of BTEX-compounds and Methane could also be influenced by using carbon dioxide as co-feed in the described hydrocracking process. These results are giving an evidence of strong interactions between

carbon dioxide and surface metallic nickel-species, as it was shown in recent studies. So it can be concluded, that the usage of the greenhouse gas CO₂ as co-feed is an interesting way to produce base chemicals, i.e. light olefins and aromatics from renewable feedstocks.

СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЬСОДЕРЖАЩИХ СИСТЕМ В ОБЛАСТИ КРИТИЧЕСКИХ ТЕМПЕРАТУР ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ

Р.В. Ануфриев, Г.И. Волкова

Научный руководитель старший научный сотрудник Г.И. Волкова

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В настоящее время разрабатываются и вводятся в эксплуатацию месторождения нефтей, при транспорте и хранении которых образуются отложения на поверхности оборудования. Формирование твердой фазы связано, в основном, с наличием в нефтях многокомпонентной смеси парафинов с содержанием атомов углерода в диапазоне C18-C65. Такие образования имеют гелеобразную прочную структуру, сформированную трехмерной (3D) сеткой взаимосвязанных кристаллов парафина и окклюзированной дисперсионной средой. Кристаллизация парафинов происходит по классическим механизмам зарождения и роста, которые протекают при определенных термодинамических условиях, например переохлаждении и насыщении [1-3].

Изучение процессов кристаллизации имеет как теоретическое, так и практическое значение. Практический аспект заключается в том, что часто при смешении углеводородных потоков свойства смесей изменяются не аддитивно.

В качестве объектов исследования использовали 6 % мас. раствор нефтяного парафина в декане (НП_{исх}) и высокосмолистую нефть (ВСН) с содержанием смолистоасфальтеновых компонентов 33 % мас. Вязкостно-температурные зависимости сняты на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA при непрерывном понижении температуры со скоростью 0,3 о/мин при малой скорости сдвига 1 с-1, при которой разрушение структуры тиксотропной системы минимально. Изотермические кривые течения прямого и обратного хода снимали в интервале скоростей сдвига 0-85 с-1 при температурах фазовых переходов, определенных по вязкостно-температурным кривым.

Вязкость исходного раствора НП_{исх} при постоянном охлаждении начинает повышаться при 15 оС, что связано с образованием субмикронных первичных кристаллитов, а при понижении температуры (< 5 оС) наблюдается спонтанное повышение вязкости, обусловленное агрегацией первичных кристаллических образований (рис. 1). При температуре около 3 оС формируется непрерывная 3D сетка парафина, которая захватывает жидкую фазу и стабилизируется за счет сил Ван-дер-Ваальса. При этой температуре наблюдается фазовый переход золь – гель и система теряет текучесть.

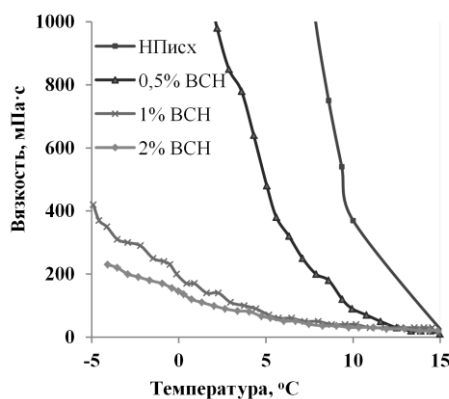


Рис. 1 Вязкостно-температурные зависимости для смесей НП_{исх} с ВСН

Таблица

Влияние добавок ВСН на температуры фазовых переходов и теплоту активации вязкого течения НП_{исх}

Образец	Температура фазового перехода, °С			ΔH, кДж/моль
	Начало кристаллизации	Спонтанная кристаллизация	Золь-гель	
НП _{исх}	15,0	5	3,3	39
+0,1 % мас.	13,8	Не выражена	1,1	30
+0,5 % мас.	12,5	Не выражена	-5,4	22
+1, 0 % мас.	11,0	Не выражена	-11,1	12
+2, 0 % мас.	8,2	Не выражена	-12,9	10

Внесение высокосмолистой нефти (ВСН) в раствор НП_{исх} существенно изменяет вид вязкостно-температурных зависимостей. Увеличение концентрации ВСН в растворе способствует постепенному снижению температур фазовых переходов и вязкости дисперсной системы. Например, добавка 1 % мас. ВСН приводит к снижению температуры начала кристаллизации на 4 °С, температуры перехода золь-гель – на 14,5 °С (табл.). Теплота активации вязкого течения (ΔH), определенная для линейных участков зависимости $\ln \eta = f(1/T \text{ } ^\circ\text{K})$, уменьшается при увеличении концентрации ВСН в смеси (табл.).

Для характеристики прочности структур, формирующихся при температурах фазовых переходов, сняты изотермические кривые течения прямого и обратного хода при 4, 8 и 10 °С. По площадям полученных петель гистерезиса рассчитаны величины внутренней энергии разрушения дисперсной системы (W).

Температура 4 °С лежит ниже точек начала кристаллизации как НП_{исх}, так и его смесей с ВСН, причем в исходном растворе при этой температуре наблюдается фазовый переход золь-гель и система не течет. Внутренняя энергия разрушения дисперсных систем, сформированных при 4 °С, снижается и составляет 176, 105 и 50 Дж при добавке 0,1, 0,5 и 2 % мас. ВСН соответственно.

При температуре 8 °С уже при 0,5 % мас. ВСН напряжение сдвига практически пропорционально скорости сдвига (рис. 2а). При этой температуре формируется менее прочная кристаллическая сетка, чем у НП_{исх}, что приводит к снижению значений энергии разрушения дисперсной системы (рис. 3).

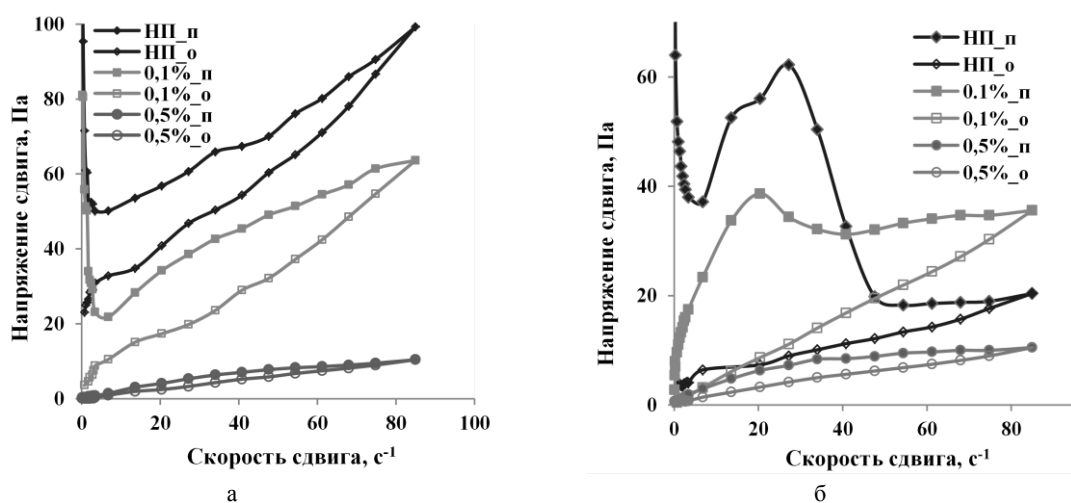


Рис. 2 Кривые течения прямого (п) и обратного (о) хода смесей НП_{исх} с ВСН при температурах 8 (а) и 10 (б) °С

Изотермические кривые течения модельных систем при 10 °С, содержащих только 0,1% мас. ВСН, приближаются к классическим зависимостям, характерным для неньютоновских жидкостей (рис. 2б). Внутренняя энергия разрушения структуры этой смеси снижается в 3,5 раза по сравнению с системой, сформированной при 4 °С.

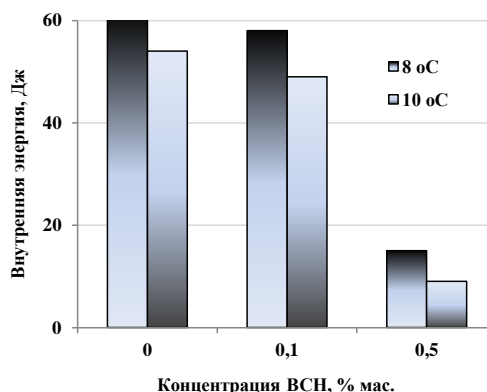


Рис. 3 Влияние добавок ВСН на внутреннюю энергию разрушения дисперсной системы НП_{исх}

Таким образом, введение в раствор нефтяного парафина высокосмолистой нефти приводит к существенному изменению структурно-механических и энергетических параметров: снижаются значения вязкости, температуры фазовых переходов, теплоты активации вязкого течения, внутренней энергии разрушения кристаллической структуры.

Литература

1. Dirand M., Bouroukba M., Chevallier V., Petitjean D., Behar E., Ruffier-Meray V. Multialkane Synthetic Model Mixtures, and Real Petroleum Waxes: Crystallographic Structures, Thermodynamic Properties and Crystallization // J. Chem. Eng. Data. – 2002. – Vol. 47. – P. 115-143.
2. Lopes-da-Silva J. A., Coutinho João A. P. Analysis of the Isothermal Structure Development in Waxy Crude Oils under Quiescent Conditions // Energy & Fuels. – 2007. – V. 21. – P. 3612-3617.
3. Paso K., Senra M., Yi Y., Sastry A. M., Fogler H. S. Paraffin Polydispersity Facilitates Mechanical Gelation // Ind. Eng. Chem. Res. – 2005. – V. 44. – P. 7242-7254.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

¹Р.В. Ануфриев, ²О.С. Лазоренко, ^{1,2}Г.И. Волкова

Научный руководитель старший научный сотрудник, доцент Г.И. Волкова

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук Россия, г. Томск

²Национальный исследовательский Томский государственный университет Россия, г. Томск

Доказанные запасы нефти в России составляют около 10 700 млн т, причем доля трудноизвлекаемых запасов - около 70 % [5]. Так как в первую очередь извлекаются благоприятные запасы, поэтому в эксплуатацию все более вводятся месторождения с высоковязкими и высокозастывающими нефтями. Транспорт таких проблемных нефтей осложнен, особенно в районах Сибири и крайнего Севера.

Для улучшения вязкостно-температурных свойств нефтей применяют химические, физические и комплексные методы обработки. В настоящее время довольно широко применяется ультразвуковая обработка в различных областях и, в частности, для нужд нефтяной отрасли [5, 4]. Разработан ряд приборов, применяемых при транспортировке нефти, так как обработка изменяет физико-химические свойства нефти, предотвращает образование асфальтосмолопарафиновых отложений. Немаловажным отличием ультразвуковых обработок от многих других является их абсолютная экологическая безопасность как для недр, так и для окружающей среды.

В данной работе исследовано влияние высокочастотного акустического воздействия на структурно-механические параметры высокосмолистой парафинистой нефти (силикагелевые смолы - 18,7, асфальтены - 8,3, парафины - 3,8 мас. %, температура застывания - минус 8 °С) и высокопарафинистой нефти (силикагелевые смолы - 4,5, асфальтены - отсутствуют, парафины - 15,8 мас. %, температура застывания - плюс 6 °С).

Групповой состав нефти определяли по стандартным методикам [1]. Ультразвуковую обработку (УЗО) нефти проводили на ультразвуковом дезинтеграторе UD-20 при частоте 22 кГц при различных амплитудах колебания на конце концентратора. Динамическую вязкость образцов нефти определяли на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA, температуру застывания (T_3) - на приборе «Кристалл» (ИХН СО РАН).

Вязкостно-температурные параметры нефти улучшились после обработки в УЗ поле: вязкость максимально снизилась в 1,2 раза в области ньютоновского течения, а температура застывания - на 10 °С. Более существенное снижение вязкости наблюдается в области малых скоростей сдвига: для образца, обработанного при амплитуде 12 мкм, вязкость при скорости сдвига $0,08 \text{ с}^{-1}$ снизилась в 2 раза (с 1400 до 700 мПа·с).

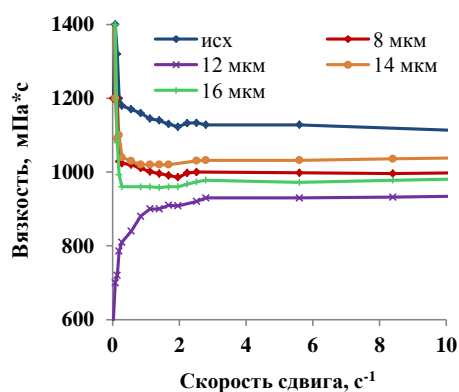


Рис. 1 Зависимости вязкости от скорости сдвига для нефти, обработанной 5 мин при различной амплитуде (температура 20 °С)

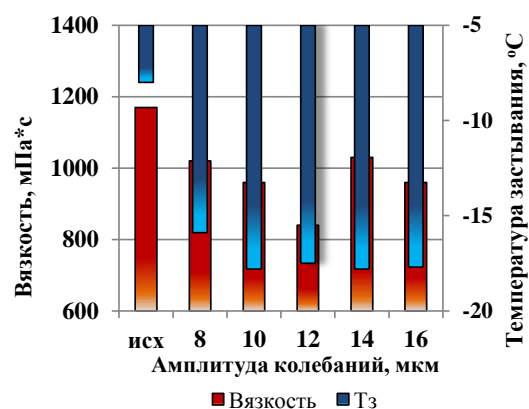


Рис. 2 Влияние интенсивности поля на вязкость ($0,56 \text{ с}^{-1}$) при 20 °С и температуру застывания нефти, обработанной 5 мин при различной амплитуде

Полученные результаты свидетельствуют о том, что максимальная депрессия вязкости наблюдается после обработки при амплитуде колебаний на конце концентратора 12 мкм.

При увеличении амплитуды колебаний вязкость обработанной нефти возрастает, но, тем не менее, остается ниже исходных значений (рис. 1, 2). При амплитуде 12 мкм также достигаются минимальные значения температуры застывания и не изменяются в дальнейшем при увеличении интенсивности воздействия.

После снятия нагрузки нефтяная дисперсная система постепенно приходит в термодинамически равновесное состояние. Вязкость нефти через сутки возрастает до исходных значений и только для образца, обработанного при амплитуде 16 мкм, остается ниже исходной на 5 %.

Интересные результаты получены по релаксации температуры застывания нефти (таблица). Через сутки температура застывания образцов даже снижается на 2-3 °С.

Через 5 суток температура застывания образцов, обработанных при амплитудах 10 - 16 мкм, повышается до минус 10 - 12 °С.

Таблица

Изменение температуры застывания нефти во времени после снятия ультразвуковой нагрузки

Амплитуда, мкм	Температура застывания, °С				
	Время релаксации, сут				
	0	1	2	5	7
8	-16	-18	-10	-8	-8
10	-18	-18	-12	-10	-10
12	-18	-21	-12	-10	-10
14	-18	-20	-15	-11	-10
16	-18	-20	-16	-12	-11
T _з исходной нефти - минус 8 °С, время УЗО - 5 мин					

Ранее нами было показано [3], что эффективность УЗО зависит от компонентного состава нефти, а именно, от соотношения смолистоасфальтеновых компонентов и парафинов. Для высокопарафинистых нефтей, независимо от времени обработки, наблюдали увеличение вязкости и температуры застывания [2]. В данной работе исследовано влияние интенсивности облучения на вязкостно-температурные характеристики. Из рисунка 3 а, б видно, что увеличение амплитуды колебаний концентратора при времени обработки 5 мин также приводит к увеличению вязкости и температуры застывания.

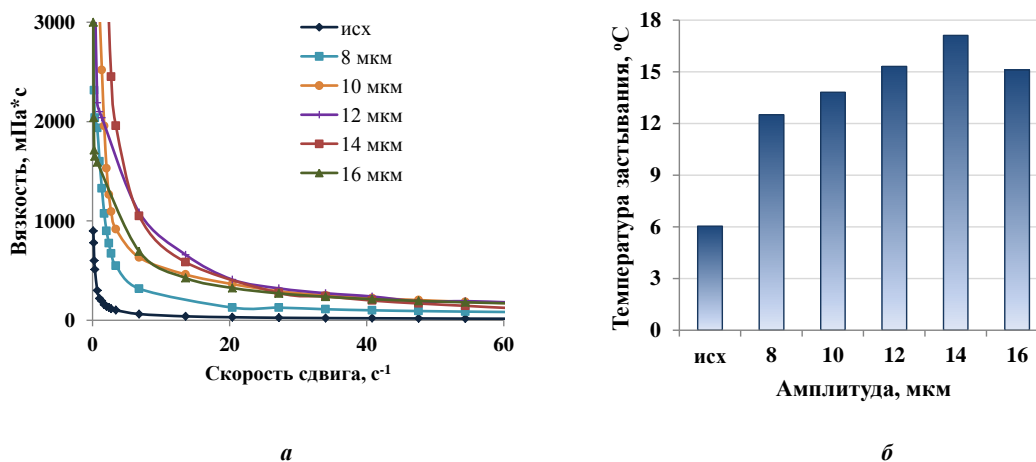


Рис. 3 Влияние амплитуды колебания концентратора на вязкость (а) и температуру застывания (б) высокопарафинистой нефти, обработанной в течение 5 мин

Таким образом, показано, что вязкость и температура застывания высокосмолистой нефти зависят от амплитуды колебания концентратора ультразвукового поля. Максимальное снижение вязкости наблюдается при амплитуде 14 мкм. Депрессия температуры застывания этой нефти растет при увеличении амплитуды колебания концентратора, достигая предельных значений. Изменение режима обработки высокопарафинистой нефти не привело к положительному результату.

Литература

1. Абрютин Н.Н., Абушаева В.В., Арефьев О.А. Современные методы исследования нефтей: Справочно - методическое пособие// Под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темянко, Л.И. Хотынцевой. - Л.: Недра. - 1984. - 431 с.

2. Ануфриев Р. В., Волкова Г. И. Изменение структурно-механических свойств высокопарафинистых нефтей в акустическом поле//Труды VIII Междунар.конф, студентов и молодых ученых «Перспективы развития фундаментальных наук», 24 - 27 апреля 2012 г., г. Томск. - Томск: Изд-во ТПУ, 2012. - С. 311 - 314.
3. Волкова Г. И., Прозорова И. В., Ануфриев Р. В., Юдина Н. В., Муллакаев М. С., Абрамов В. О. Ультразвуковая обработка нефтей для улучшения вязкостно-температурных характеристик // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. - 2012. - №2. - С. 3 – 6.
4. Плисс А.А., Золотов В.П., Якимов А.В. Влияние ультразвука на физико-химические свойства нефти// Интервал. - 2007. - № 3. - С. 36 - 40.
5. Цифры, факты. Добыча нефти и газа// Oil&Gas Journal Russia. - 2014. Январь - февраль. С. 92 - 95.
6. Mason T. J., Larimer P. J. Sonochemistry: Theorie, Application, and Uses of Ultrasound in Chemistry Ultrasound: It is Chemical, Physical and Biological Effects. New York: VCH Publisher New York: Ellis Harwood. - 1988. - С. 321 - 336.

ВАРИАНТ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

К.Ю. Афанасьев

Научный руководитель профессор С.В. Голдаев, доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сжигание на факельных установках попутного нефтяного газа (ПНГ) на месторождениях является одной из основных проблем нефтедобывающих компаний. Вместе с тем в сфере эффективной утилизации ПНГ заложен огромный потенциал для повышения ресурсосбережения и выработке дополнительной тепловой и электрической энергии.

Согласно постановлению правительства «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» с 2012 года доля полезного использования попутного нефтяного газа должна составить 95% от добытого объема, а за сверхлимитные объемы его сжигания предусмотрено повышение штрафов в 100 раз [7].

Проведенный литературный обзор [2, 6, 9] позволяет выделить различные методы утилизации ПНГ, основными из которых являются переработка по газо-нефтехимическому профилю, а также использование в газотурбинных установках для выработки энергии на собственные нужды и для эксплуатации газоперекачивающих агрегатов магистральных газопроводов.

Переработка ПНГ на сегодняшний день является довольно перспективным направлением. Данный метод предполагает строительство крупных газоперерабатывающих заводов и значительной модернизации уже имеющихся, совместно с разветвленной сетью газопроводов для сбора и доставки попутного газа. На химических предприятиях ПНГ перерабатывается либо в сухой отбензиненный газ, либо в широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), которые поступают в магистральные газопроводы и являются важным сырьем для нефтехимической отрасли (например, ШФЛУ – базовое сырье для производства сжиженного углеводородного газа [6]).

Необходимо отметить, что реализация предложенной технологии требует значительных материальных и временных затрат, таким образом ее использование, экономически эффективно лишь на крупных месторождениях. Основные потери попутного нефтяного газа, то есть его сжигание на факелах, формируются не на крупных, а в основном на мелких, малых и средних месторождениях, которые удалены друг от друга на значительные расстояния, находятся в регионах со слабо развитой инфраструктурой, или их географическое местоположение указывает на наличие неустойчивых грунтов (болотистая местность). Так, большинство новых месторождений разрабатываемых в Северных регионах РФ (территории Западной, Восточной Сибири, республика Саха, Дальневосточный Федеральный округ) имеют все перечисленные особенности. Поэтому организация сбора газа с таких месторождений по схемам, предложенным для строительства крупных газоперерабатывающих заводов, является весьма капиталоемким и неэффективным мероприятием [10].

Также большое значение в последнее время имеет внедрение различных методов интенсификации добычи нефти путем повышения проницаемости пород, основными из которых являются:

2. химические;
3. механические;
4. термические;
5. физические.

Подробнее остановимся на термических методах воздействия, которые применяют для удаления со стенок поровых каналов парафина и смол, а также для интенсификации химических методов обработки призабойных зон [5].

Обычно термообработка нефтяных пластов в зоне добывающих скважин осуществляется водой, нагретой в котлах высокого давления, для эксплуатации которых требуется применение массивных водоподготовительных опреснительных установок, чтобы избежать накипеобразования на стенках котла.

Литературный обзор [1, 3] показал, что основным недостатком такого способа являются высокие капитальные затраты на сооружение опреснительной установки, а также большой расход теплоты пара на выработку пресной воды.

Также к термическим методам относится применение электротепловой обработки призабойных зон, при которой в скважину на кабель-тросе спускают электронагреватель, состоящий из трубчатых электронагревательных элементов (ТЭ-Нов), заключенных в перфорированном кожухе [3]. Недостатком данного метода является необходимость в дополнительной электрической энергии.

Таким образом, оптимальным решением для термической обработки является испарительный аппарат, который может работать на попутном нефтяном газе и не требует предварительной подготовки воды [4].

В ходе анализа различных конструкций испарительных установок было получено, что аппарат погружного горения (АПГ) обладает необходимыми преимуществами.

Высокая интенсивность процессов теплообмена в АПГ и отсутствие трубных элементов определяет малую металлоемкость конструкции. Масса АПГ тепловой мощностью 10 МВт составляет 10 т, что практически на порядок меньше массы аналогичного котла. Также для АПГ характерны меньшие капиталовложения и текущие затраты [8].

Из-за того, что через барботажную решетку АПГ газообразные продукты сгорания впрыскиваются в воду, решетка не подвержена загрязнению и для АПГ не требуется водоподготовка в отличие от контактных теплообменников.

Итак, по сравнению с другими видами выпарных установок АПГ обладают следующими преимуществами:

- Полное исключение проблемы борьбы с отложением накипи при нагреве воды;
- Возможен нагрев больших объемов воды без предварительной водоподготовки;
- Высокий термический КПД и экономичность;
- Относительная простота конструкции;
- Малая материалоемкость, низкие удельные расходы топлива, относительно низкие капиталовложения и эксплуатационные издержки по сравнению с другими использующими топливо теплообменными аппаратами;
- Простота в эксплуатации, обслуживании и ремонте;
- Наличие в жидкости растворенных веществ, минеральных масел, взвесей, кристаллов и других загрязнений обычно не вызывает затруднений и не оказывает влияния на работоспособность АПГ;
- АПГ взрывобезопасен и не подлежит котлонадзору [8].

На рисунке 1 представлена схема с использованием аппарата погружного горения, которая позволит утилизировать попутный нефтяной газ для испарения воды, при этом не требуется применение дополнительных установок для подготовки воды перед испарением. Для отделения дымовых газов от воды предложено использовать скруббер Вентури и циклон каплеуловитель.

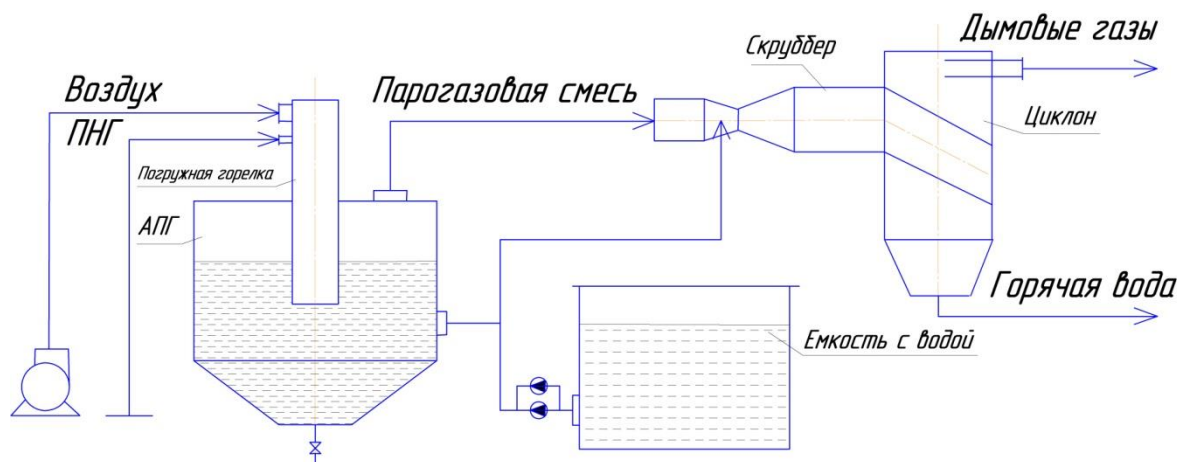


Рис. Схема утилизации попутного нефтяного газа

Также стоит отметить, что при отсутствии необходимости термической обработки скважин АПГ может с легкостью использоваться в качестве эффективного и простого водонагревателя, используемого для отопления и ГВС на месторождении.

Использование предложенного метода в регионах со слабо развитой инфраструктурой особенно актуально, так как организация сбора газа с труднодоступных месторождений для использования на крупных газоперерабатывающих заводах, является весьма капиталоемким и неэффективным мероприятием. Таким образом, использование различных схем на основе аппарата погружного горения благодаря простоте конструкции, легкости эксплуатации и отсутствия потребности в предварительной водоподготовке является оптимальным для средних и мелких месторождений, расположенных в удаленных труднодоступных местах.

Литература

1. Алабовский А.Н., Удыма П.Г. Аппараты погружного горения. – М.: Изд-во МЭИ, 1994. – 255 с.
2. Антипов В.Н. Утилизация нефтяного газа. – М.: Недра, 1983. – 160 с.
3. Антонова Е.О., Крылов Г.В., Прохоров А.Д., Степанов О.А. Основы нефтегазового дела. — М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 307 с.

4. Афанасьев К. Ю., Чухарева Н. В. Использование контактного выпарного аппарата для концентрирования стоков электрообессоливающих установок // Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск № 3 Горное машиностроение. 2012, С. 426 – 430.
5. Гиматулинов Ш.К. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. — М.: Недра, 1978. – 356 с.
6. Новиков А.А., Чухарева Н.В. Анализ эффективности переработки попутного нефтяного газа при промышленном транспорте скважинной продукции // Нефтегазовые технологии. 2007. №1. С. 2 – 6.
7. Постановление правительства РФ от 08.01.2009 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».
8. Сайт НПО «Энергомашавтоматика» URL: <http://npoema.ru/> (дата обращения 10.12.13).
9. Фейгин В.И. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ. – М.: Экон-информ, 2011. – 806 с.
10. Чухарева Н. В., Афанасьев К. Ю. Способы утилизации попутного нефтяного газа при эксплуатации нефтегазопроводов // Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск № 3 Горное машиностроение. 2012, С. 421-425.

ПРИМЕНЕНИЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ В КАЧЕСТВЕ ПЛЕНКООБРАЗУЮЩИХ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЛАКОКРАСОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Д.В. Бестужева, Н.В. Власова, Е.И. Задорожная

Научный руководитель ст. преподаватель А.А. Мананкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исходным сырьем для синтеза нефтеполимерных смол являются продукты нефтепереработки и нефтехимии, содержащие не менее 30 % непредельных углеводородов. К ним относятся фракции, выделяемые из некоторых продуктов каталитического и термического крекинга, а также из продуктов пиролиза нефтяного сырья. Интерес к получению нефтеполимерных смол обусловлен доступной сырьевой базой и возможностью замены природных продуктов [1].

Нефтеполимерные смолы применяются в лакокрасочной, мебельной, целлюлозно-бумажной, резинотехнической промышленности, в производстве печатных красок, искусственных кож, антикоррозийных и защитных покрытий, в строительстве и различных композициях. Смолы могут быть использованы для замены растительных масел (в производстве лакокрасочных материалов) и канифоли (в производстве бумаги) [1]. Замена растительных масел синтетическими смолами позволяет сократить время высыхания покрытий и улучшить их эксплуатационно-механические характеристики.

Композиции на основе нефтеполимерных смол широко применяют в производстве лаков, эмалей, грунтовок и других лакокрасочных материалов, используемых в качестве защитных, декоративных, электроизоляционных покрытий. Так, масляно-смоляная композиция, включающая окислованное подсолнечное масло, нефтеполимерную смолу, полученную полимеризацией непредельных соединений фракций жидких продуктов пиролиза с пределами выкипания 130–190 °С (30–40 мас. %), и органический растворитель, предложена для получения олиф, лаков и красок [2].

Влагостойкие покрытия на основе комбинированной олифы, представляющей собой 60 %-ный раствор в керосиновой фракции нефтеполимерной смолы с температурой размягчения 72–90 °С (54 мас. %), окисленную смесь растительного масла, содержащую парафин, растворитель нефрас, сиккатив, используют для пропитки дерева, штукатурки бетона перед покраской [3].

В настоящее время для синтеза нефтеполимерных смол используют ионную (каталитическую) и радикальную олигомеризацию мономеров. В качестве наиболее распространенных катализаторов полимеризации жидких продуктов пиролиза могут быть использованы каталитические системы типа Циглера-Натта на основе четыреххлористого титана и алюминийорганических соединений [4].

Объектом исследования является дициклопентадиеновая фракция жидких продуктов пиролиза прямогонного бензина установки ЭП–300 ООО «Томскнефтехим». Перед полимеризацией дициклопентадиеновой фракции проводят очистку фракции от смолистых соединений и продуктов окисления методом простой дистилляции.

В результате получается подготовленная к полимеризации фракция с повышенным содержанием циклопентадиена, так называемая циклопентадиеновая фракция.

Наличие циклопентадиена обуславливает высокую активность фракции. Это создает определенные трудности при выборе катализатора. В качестве катализатора олигомеризации непредельных компонентов фракции использовали каталитический комплекс на основе моноалкокситрихлоридов титана $Ti(OR)Cl_3$.

Далее из реакционных растворов (без выделения смолы), были получены покрытия методом налива на стальные, стеклянные и алюминиевые пластины по ГОСТ 8832-76 и исследованы следующие характеристики: внешний вид пленок, адгезия к стеклу и стали, прочность при ударе, эластичность.

Адгезию полученных пленок определяли с помощью метода решетчатых надрезов (МРН) и метода параллельных надрезов (МПН) по ГОСТ 15140-78. Прочность пленок при ударе определяли с помощью прибора У-1а по ГОСТ 4765-73. Твердость определяли по ГОСТ 5233-89. Эластичность – по ГОСТ 6606-73.

Таблица 1

Характеристики пленок на основе НПС_{ЦДФ}, 1 % Ti(OR)Cl₃; 60 °C; 30 мин

Каталитический комплекс	Внешний вид пленки	Адгезия, балл МРН/МПН		Прочность пленки при ударе, см	Эластичность, мм	Твердость, кг стекло/сталь
		Стекло	Сталь			
Ti(OC ₃ H ₆ Cl)Cl ₃	ровная, глянцевая	1/1	1/1	25	менее 1	0,4/0,6
Ti(OC ₃ H ₇)Cl ₃	ровная, глянцевая	1/1	1/1	20	менее 1	0,6/0,6

На основе нефтеполимерных смол получали покрытия путем добавления к ним жёлтый железоксидный пигмента. Для определения оптимальной массовой доли пигмента в смоле были рассчитаны следующие показатели: маслосмолность, критическое объемное содержание пигмента, объемное содержание пигмента.

Далее в композиции, содержащие смолу, полученную с использованием каталитических систем Ti(OC₃H₇)Cl₃ и Ti(OC₃H₆Cl)Cl₃ добавляли различное количество окисленного растительного масла: 5, 10, 15, 20, 25 %. С помощью аппликатора получили покрытия и исследовали те же характеристики.

Таблица 2

Характеристики пигментированных лакокрасочных покрытий на основе НПС_{ЦДФ} 1 % Ti(OC₃H₆Cl)Cl₃ с добавлением окисленного растительного масла

Содержание масла, %	Внешний вид пленки	Адгезия, балл МРН/МПН		Прочность пленки при ударе, см	Эластичность, мм	Твердость, кг Стекло/Сталь
		Стекло	Сталь			
0	ровная, матовая	1/1	1/1	15	менее 1	0,2/0,2
5	ровная, матовая	3/2	3/3	5	2	0,4/0,2
10	ровная, матовая	3/2	2/2	15	2	0,6/0,4
15	ровная, глянцевая	2/2	3/3	15	1	0,4/0,4
20	ровная, глянцевая	1/1	2/1	40	1	0,8/0,6
25	ровная, глянцевая	1/1	1/1	45	менее 1	0,6/0,6

Таблица 3

Характеристики пигментированных лакокрасочных покрытий на основе НПС_{ЦДФ} 1 % Ti(OC₃H₇)Cl₃ с добавлением окисленного растительного масла

Содержание масла, %	Внешний вид пленки	Адгезия, балл МРН/МПН		Прочность пленки при ударе, см	Эластичность, мм	Твердость, кг Стекло/Сталь
		Стекло	Сталь			
0	ровная, матовая	1/1	1/1	20	менее 1	0,4/0,2
5	ровная, матовая	3/3	3/3	10	2	0,4/0,2
10	ровная, матовая	3/2	3/2	15	3	0,4/0,2
15	ровная, глянцевая	2/1	1/1	15	менее 1	0,6/0,6
20	ровная, глянцевая	1/1	1/1	35	1	0,8/0,8
25	ровная, глянцевая	1/1	1/1	45	менее 1	0,8/0,8

Покрытия, полученные на основе нефтеполимерных смол, синтезированных с использованием в качестве катализатора Ti(OC₃H₆Cl)Cl₃, имеют ровную поверхность, при увеличении содержания масла до 20-25 %, поверхность становится глянцевой, а также улучшается адгезия и эластичность. Добавление окисленного растительного масла в композиции способствует увеличению твердости получаемых покрытий и улучшению прочности при ударе. Таким образом, оптимальное содержание масла для композиций, полученных на основе смол, синтезированных с использованием Ti(OC₃H₆Cl)Cl₃ в качестве каталитической системы, составляет 20 %.

Анализируя свойства покрытий на основе нефтеполимерных смол, синтезированных с использованием в качестве катализатора $Ti(OC_3H_7)Cl_3$ с добавлением масла, видно, что покрытия имеют ровную поверхность, также при увеличении содержания масла, поверхность становится глянцевой. При увеличении содержания масла до 15-25 %, улучшается адгезия и эластичность. Можно отметить, что добавление 20 % масла является оптимальным, при этом покрытия имеют достаточно хорошие свойства.

В целом, данные эксплуатационные характеристики покрытий на основе нефтеполимерных смол, полученных олигомеризацией непредельных компонентов циклопентадиеновой фракции с использованием различных каталитических систем, позволяют получать достаточно качественные лакокрасочные материалы.

Литература

1. Думский Ю.В. Нефтеполимерные смолы. – М.: Химия, 1988. 200 с.
2. Пат. 2409596 Россия. МПК С1 С08F 242/00, С09D 191/00. Масляно-смоляная композиция / Бондалетов О. В, Бондалетова Л. И., Кушнерева Т. В., Бондалетов В. Г., Ляпков А. А.. Заявл. 02.06.2009; Опубл. 20.01.2011.
3. Пат. 2363716 Россия. МПК С1 С09D 191/00, С09D 157/02. Влагостойкая комбинированная олифа / Нигматуллин Р. Г., Шолом В. Ю., Нигматуллин В. Р., Нигматуллин И. Р.. Заявл. 09.01.2008; Опубл. 10.08.2009.
4. Фитерер Е.П., Бондалетов В.Г., Бондалетова Л.И. Полимеризация высококипящих фракций пироконденсата на каталитических системах типа Циглера-Натта //Химия и химическая технология.–2004. – Т. 47. – № 1. – С. 127 – 130.

EXPERIMENTAL INVESTIGATIONS AND CFD – MODELING OF THE SAPONIFICATION REACTION IN A MICROREACTOR AND IN A TUBULAR REACTOR

V. Khaydarov, E. Borovinskaya, W. Reschetilowski

Institute of Industrial Chemistry, Dresden University of Technology, 01069, Dresden, Germany

Special flow regimes in microreactors were simultaneously examined by many authors [1-2]. Depending on the geometry of the micromixer, operating conditions and properties of the reactants, different flow regimes could be observed. Nevertheless there are only several investigations, which combine studies on micromixing with chemical reaction. Moreover it is difficult to realize the inline-analytics in microreactors since it is only being developed. On the other side computer simulations play nowadays an essential role in the chemical process investigations. Due to mathematical models experimental uncertainties can be completed building a realistic picture of the investigated reacting system.

A well-studied saponification of ethyl acetate was chosen as a model reaction for experimental and modeling investigations. Experimental results in a microreactor XXL-S-01 (Little Things Factory) and in a tubular reactor with a channel growth of 2 mm were compared with the modeling. For modeling of single-phase and two-phase reactions with different geometry of the microreactor and the tubular reactor three-dimensional reactor models were developed. ANSYS Fluent was applied as a software product for providing the simulations.

In Figure 1 the modeling results for different types of flows in microreactor are presented. The flow lines by the stratified flow go parallel in spite of the special form of the microchannel at Reynolds number $Re_{str}=0-50$ (Figure 1a). By engulfment flow the flow lines are changed through turbulences at $Re_{eng}=200-600$ (Figure 1b). The calculated Reynolds numbers for both flows agree with literature.

In Figure 2 the CFD-modeling results in the microreactor are compared with experimental data at different temperatures. At residence times lower than 50 seconds (engulfment flow, $Re>200$) almost ideal mixing takes place and the reaction is only limited by the kinetics. At residence times higher than 50 seconds vortex flow and then stratified flow take place at lower Reynolds numbers. In this case the reaction and mixing are limited through diffusion and convection.

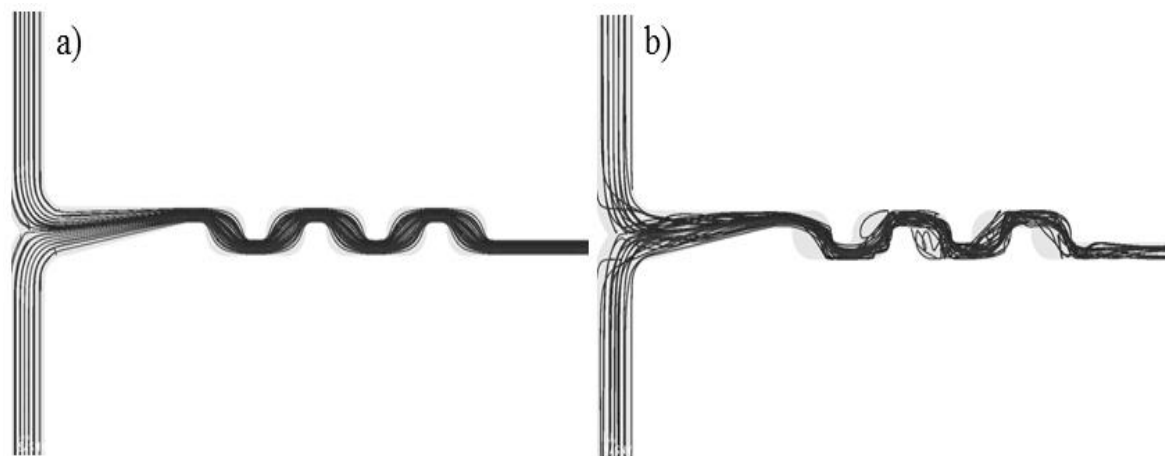


Fig. 1 Modeling results for different flows in a microreactor: a) stratified flow, b) engulfment flow

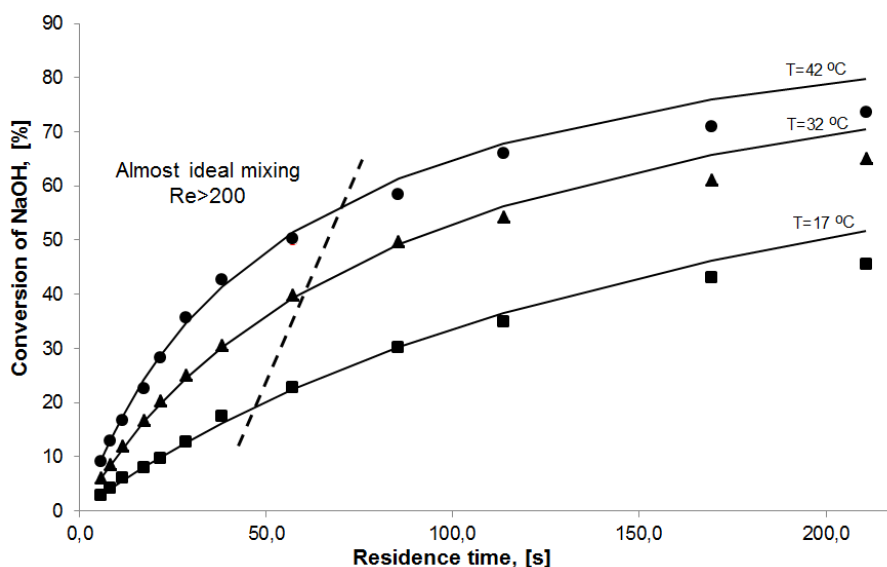


Fig. 2 Experimental and modeling results at different temperatures in the microreactor

References

1. Hessel, V. et al. Micro Process Engineering, Vol. 1: Fundamentals, Operations and Catalysts, Wiley-VCH, Weinheim, Germany 2009.
2. Jovanovića, J. et al. Liquid-liquid slug flow: Hydrodynamics and pressure drop //Chem. Eng. Sci. – 2011. – V. 66, pp. 42–54.

ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ

О. В. Бочкарева

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Н.В. Новикова

ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск, Россия

В процессе добычи углеводородного сырья (нефть, газ) недропользователь обязан, согласно Налоговому кодексу, платить налог на добычу полезного ископаемого. Налогообложение по нулевой ставке предусмотрено только для объемов, соответствующих технологическим потерям нефти при ее добыче и подготовке [5]. Поэтому расчету технологических потерь нефти уделяется большое внимание как со стороны недропользователя, так и со стороны государства. В частности рассмотрением их обоснований и утверждением занимается Министерство энергетики [3]. В случае отсутствия утвержденных нормативных технологических потерь, недропользователь лишается льготного налогообложения в части технологических потерь и платит налог на добычу полезного ископаемого за всю добычу.

На рис. 1 приведена динамика изменения нормативов технологических потерь нефти по компаниям недропользователей. Как видно, их уровень с каждым годом падает, что характерно практически для всех компаний. Причем в 2012 г. средний норматив технологических потерь по всем компаниям составил 0,109 % [4]. Таким образом, политика государства, в лице Министерства энергетики, направлена на сокращение недропользователем норматива технологических потерь и повышению эффективности процессов добычи, подготовки и транспортировки нефти.

Технологические потери - безвозвратные потери нефти (уменьшение ее массы), которые определяются степенью совершенствования используемых техники и технологий [1]. Таким образом, технологические потери нефти в процессе добычи и подготовки являются неизбежными, и их уровень определяется свойствами углеводородов, степенью совершенствования используемых технологий, средств и процессов. То есть этот уровень может отчасти регулироваться самим недропользователем, который, зная физико-химические свойства нефти, подбирает соответствующую современную технологию ее добычи и подготовки.

Технологические потери нефти условно классифицируются по видам [2]:

- от испарения;
- от уноса капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа;
- от уноса капельной нефти потоками нефтепромысловых дренажных вод.

На некоторых разрабатываемых месторождениях, подготовка нефти которых ведется на соседних месторождениях, имеют место дополнительно и потери нефти при сливе-наливе, возникающие при транспорте неподготовленной нефти автоцистернами.

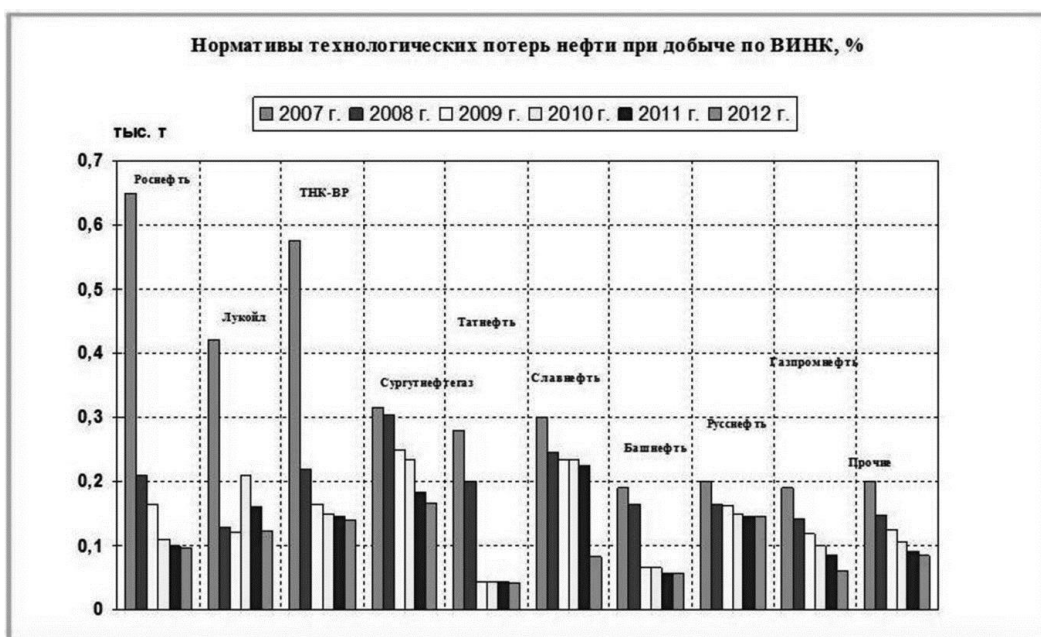


Рис. 1 Изменение норматива технологических потерь нефти недропользователями в 2007-2012 гг.

Расчет технологических потерь ведется по утвержденным методикам и требует всестороннего анализа технологической схемы подготовки нефти на месторождении с выделением видов технологических потерь, определением мест отбора проб и анализом свойств нефти и газа в местах предполагаемых технологических потерь. Для расчета технологических потерь нефти, например, необходимо определение таких ее свойств, как плотность, фракционный состав с определением температуры начала кипения, давления насыщенных паров до и после источника технологических потерь. Основной вклад в технологические потери на месторождении составляют потери от испарения из резервуаров, на них может приходиться до 90 %.

На установке предварительного сброса воды имеются следующие виды технологических потерь: потери нефти от испарения, от уноса водой и потери от уноса газом (рис. 2). При расчете потерь нефти наибольший вклад наблюдается от испарений из резервуаров, поэтому для расчетов пробы отбираются до и после резервуара – источника этого вида потерь.

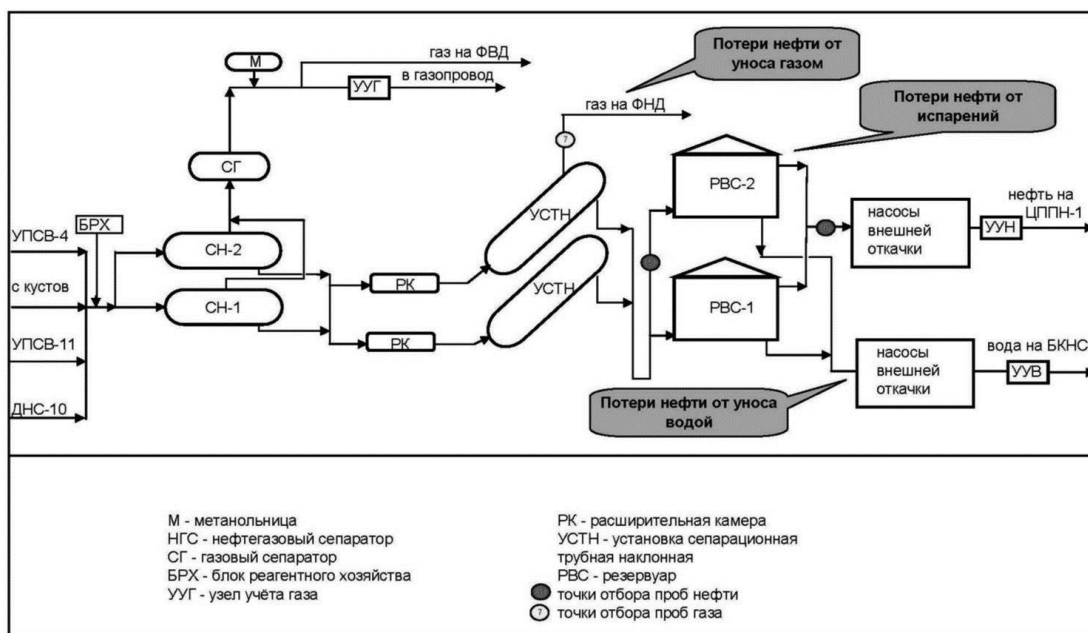


Рис.2 Принципиальная технологическая схема установки предварительного сброса воды на месторождении

В работе выполнен комплекс аналитических исследований нефтей ряда месторождений Западной Сибири. Определены необходимые для расчета параметры: плотность, давление насыщенных паров, содержание растворенного газа в нефти до и после технологических резервуаров, фракционный состав нефти.

На основе полученных результатов сделаны расчеты технологических потерь этих нефтей, подготавливаемых на установках подготовки нефти с разным набором оборудования.

Проведена оценка уровня потерь с учетом транспорта неподготовленной нефти автоцистернами. Выявлена взаимосвязь между системой подготовки нефти, ее свойствами и уровнем технологических потерь.

Показано влияние свойств нефти на различные виды технологических потерь и их уровень.

Предложены конкретные мероприятия по сокращению технологических потерь нефти на месторождениях в зависимости от набора оборудования на установках подготовки нефти.

Литература

1. Гаралов А. Ш., Гулиев З. Дж. Методы определения потерь при сборе, хранении и транспортировке нефти // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2011. – №7. – С. 55-61.
2. Гончаров И. В., Новикова Н. В. О технологических потерях нефти на промысловых объектах (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2006. – №1. – С. 102-103.
3. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений. – Приказ Минэнерго России №122 от 22.04.2009. – Москва, 2009. – 25 с.
4. Министерство Энергетики Российской Федерации. URL: minenergo.gov.ru (дата обращения: 15.10.2013).
5. Налоговый кодекс Российской Федерации: часть первая. – М., 1998. – 191 с.

АРОМАТИЗАЦИЯ ПРОПАНА НА ЭЛЕМЕНТОАЛЮМОСИЛИКАТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ СТРУКТУРНОГО ТИПА ZSM-5

А.Н. Волынкина^{1,2}, Л.Н. Восмерикова

Научный руководитель старший научный сотрудник ИХН СО РАН Л.Н. Восмерикова

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Цеолиты в качестве катализаторов находят широкое применение в процессах нефтепереработки и нефтехимии. Сочетание уникальных структурных и кислотных свойств цеолитов с дегидрирующей способностью промотирующих добавок позволяет создать селективные катализаторы для ароматизации легких углеводородов, в частности пропана. Для повышения селективности ароматизации используется химическое или термическое модифицирование цеолитов семейства пентасил. Как правило, модифицирование цеолитов проводится методами ионного обмена и пропитки растворами солей металлов, механическим смешением с металлами или их оксидами, изоморфным замещением алюминия в решетке на другие элементы [1-2,4]. Частичное или полное замещение ионов алюминия в кристаллической решетке алюмосиликата катионами других металлов является одним из эффективных способов регулирования свойств цеолитов с целью изменения их активности и селективности действия. Образующиеся в этом случае элементоалюмосиликаты (ЭАС) или элементосиликаты (ЭС) сохраняют структуру соответствующего цеолита, но обладают рядом индивидуальных особенностей, обусловленных природой ионов, входящих в состав каркаса цеолита [3].

Целью настоящей работы явилось изучение закономерностей ароматизации пропана на элементоалюмосиликатах структурного типа ZSM-5, содержащих галлий и индий.

Галлоалюмосиликат и индийалюмосиликат получали изоморфным замещением Si(IV) на Ga(III) или In(III) в кристаллической решетке цеолита на стадии гидротермального синтеза путем частичной замены алюминия на галлий или индий в исходном алюмокремнегеле ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3+\text{Me}_2\text{O}_3=40$). Содержание оксидов галлия и индия составляло соответственно 1,85 и 1,82 % мас. В качестве источника кремния использовали жидкое стекло состава: 9 % Na_2O , 29 % SiO_2 , 62 % H_2O , источниками оксидов алюминия и других металлов служили растворы их азотнокислых солей, а структурообразующим компонентом был выбран гексаметилендиамин.

Контроль за качеством полученных образцов осуществляли с помощью ИК-спектроскопии и рентгенофазового анализа. ИК-спектры исследуемых цеолитов снимали на ИК-Фурье спектрометре «Nicolet 5700» в области $2000-400 \text{ см}^{-1}$ в таблетках с KBr (1,2 мг KBr на 300 мг KBr) на воздухе. Рентгенофазовый анализ образцов проводили на рентгеновской установке «ДРОН-3М» (Cu-анод, Ni-фильтр).

Эксперименты по изучению процесса превращения пропана в ароматические углеводороды осуществляли на стендовой установке проточного типа при атмосферном давлении, температуре реакции $400-600 \text{ }^\circ\text{C}$ и объемной скорости подачи сырья 500 ч^{-1} . Продукты реакции анализировали методом ГЖХ с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2». Для оценки каталитической активности образцов определяли степень превращения пропана, выход газообразных и жидких продуктов реакции, а также рассчитывали селективность образования продуктов реакции.

По результатам рентгенографических исследований все синтезированные образцы соответствуют структуре цеолита типа ZSM-5 и принадлежат к ромбической сингонии. Исследования методом ИК-спектроскопии показали, что цеолиты имеют полосу поглощения в области $550-560 \text{ см}^{-1}$, относящуюся к

колебаниям по внешним связям тетраэдров $[\text{SiO}_4]$ и $[\text{AlO}_4]$ каркаса, обусловленную присутствием сдвоенных четырех-, пяти- и шестичленных колец и определяющую их структуру. Синтезированные образцы характеризуются высокой степенью кристалличности, которая несколько снижается при введении в цеолит галлия и индия.

В таблице 1 приведены данные по влиянию температуры процесса на степень превращения пропана, выход и селективность образования продуктов в присутствии различных цеолитных катализаторов. Алумосиликат проявляет невысокую активность в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды – выход ароматических углеводородов не превышает 26 % при температуре реакции 550 °С. В образующихся на нем продуктах содержится большое количество алканов $\text{C}_1\text{-C}_2$ и алкенов $\text{C}_2\text{-C}_4$. Таким образом, на алумосиликате основным направлением протекания процесса превращения пропана является его крекинг, а селективность образования аренов не превышает 30 %.

Введение в цеолит галлия на стадии гидротермального синтеза приводит к значительному увеличению активности катализатора в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды, при этом он проявляет высокую ароматизирующую активность уже при температуре 450 °С. При температуре реакции 600 °С для образца 1,85 % Ga-AC выход ароматических углеводородов составляет ~43 %, что в 1,5 раза выше, чем для алумосиликата при этой же температуре реакции. Это свидетельствует о перспективности применения галлоалюмосиликатных катализаторов в процессе ароматизации пропана.

Индийалюмосиликат проявляет наименьшую из всех исследуемых катализаторов активность в процессе ароматизации пропана. Заметное образование ароматических углеводородов наблюдается только при температуре 550 °С. Подъем температуры до 600 °С не приводит к значительному повышению селективности образования ароматических углеводородов, при этом конверсия возрастает до 91,3 %. В продуктах реакции, образующихся на данном катализаторе, содержится значительное количество низших олефинов $\text{C}_2\text{-C}_4$.

Для всех исследуемых цеолитных катализаторов с ростом температуры процесса наблюдается увеличение степени превращения этана и выхода ароматических углеводородов (табл.1).

Таблица 1

Характеристика продуктов превращения пропана на цеолитных катализаторах

T, °C	X, %	S ₁ , %	S ₂ , %	S ₃ , %	S ₄ , %	Y _{ар} , %
AC						
400	14,1	0,39	25,86	5,20	3,60	0,51
450	30,1	1,25	55,65	8,53	7,60	2,29
500	58,9	2,12	66,38	8,98	17,15	10,10
550	88,1	2,54	59,89	7,58	29,08	25,63
600	98,5	3,73	60,96	6,04	28,80	28,36
1,85 % Ga-AC						
400	11,8	4,86	36,89	4,61	12,68	1,50
450	31,2	6,64	54,80	5,20	22,73	7,09
500	70,2	6,08	49,65	4,09	38,13	26,78
550	95,2	5,72	47,02	2,71	43,81	41,72
600	99,2	6,26	47,56	2,28	43,31	42,97
1,82 % In-AC						
400	5,5	0,40	20,55	9,11	3,80	0,21
450	16,6	0,86	39,07	13,81	3,44	0,57
500	36,5	1,70	60,51	17,76	5,68	2,07
550	66,7	2,49	66,03	18,10	10,71	7,15
600	91,3	3,25	60,49	14,57	21,20	19,36
Примечание. X – конверсия пропана; S ₁ , S ₂ , S ₃ и S ₄ – селективность образования водорода, алканов $\text{C}_1\text{-C}_2$, алкенов $\text{C}_2\text{-C}_4$ и ароматических углеводородов, соответственно; Y _{ар} – выход ароматических углеводородов.						

Значительное влияние на активность цеолитных катализаторов в процессе ароматизации пропана оказывает их кислотность. Как видно из данных, приведенных в таблице 2, элементоалюмосиликаты отличаются по кислотным свойствам и, прежде всего, по количеству слабых кислотных центров. Наибольшую силу и концентрацию низкотемпературных кислотных центров имеет галлоалюмосиликат. Алумосиликат характеризуется наличием кислотных центров существенно меньшей силы, о чем свидетельствует более значительное по сравнению с другими образцами смещение максимумов обоих пиков в низкотемпературную область. Кроме того, алумосиликат содержит наименьшее количество слабых и сильных кислотных центров, их суммарная концентрация составляет 927 мкмоль/г. Индийалюмосиликат характеризуется более высокой кислотностью по сравнению с алумосиликатом, но уступает по кислотным характеристикам галлоалюмосиликату.

Кислотные характеристики цеолитных катализаторов

Катализатор	T _{макс.} , °C		Концентрация, мкмоль/г		
	T _I	T _{II}	C _I	C _{II}	C _Σ
AC	205	425	676	251	927
1,85 % Ga-AC	210	450	837	281	1118
1,82 % In-AC	205	430	795	287	1082

Примечание. T_I, T_{II} – температуры максимумов низко- и высокотемпературных пиков на термодесорбционных кривых; C_I, C_{II} и C_Σ – концентрации слабых и сильных кислотных центров и их сумма, соответственно.

Таким образом, проведенные исследования показали, что при введении в цеолит на стадии гидротермального синтеза различных модифицирующих добавок получаются катализаторы, отличающиеся по своим функциональным свойствам. Наиболее перспективным для процесса ароматизации пропана является цеолит, содержащий, наряду с алюминием и кремнием, галлий.

Литература

1. Восмеригова Л.Н., Рябова Н.В., Восмеригов А.В. Синтез, кислотные и каталитические свойства элементоалюмосиликатов в процессе ароматизации низших алканов// Нефтепереработка и нефтехимия.– Москва, 2008.– № 2.– С. 35 – 39.
2. Дергачев А.А., Лапидус А.Л. Каталитическая ароматизация низших алканов// Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева).– Москва, 2008 .– № 4. –Т. LII. – С. 15 - 21.
3. Ионе К.Г., Вострикова А.А. Изоморфизм и каталитические свойства силикатов со структурой цеолитов// Успехи химии.– Москва, 1987.– № 3.– Т. 56.– С. 393 – 427.
4. Лапидус А.Л., Дергачев А.А., Костина В.А., Силакова А.А. Ароматизация этана на Ga-Pt-цеолитах семейства пентасила// Нефтехимия.– Москва, 2008.– № 2.– Т. 48.– № 2.– С. 83–86.

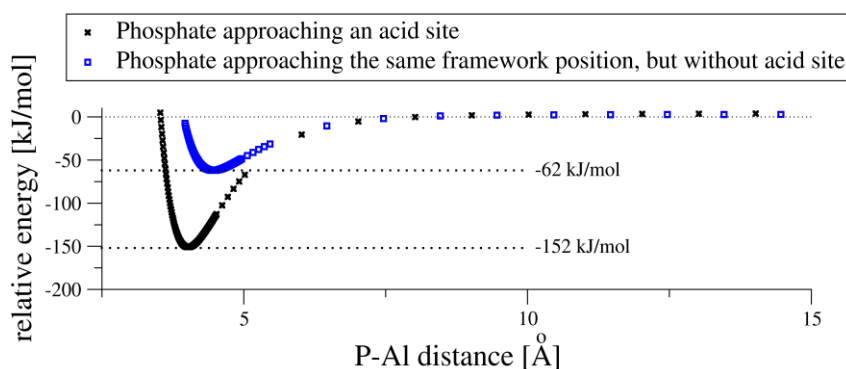
DURABILITY IMPROVEMENT OF ETH-CATALYST H-ZSM-5 BY COMBINING EXPERIMENTAL AND COMPUTATIONAL METHODS

D. Däumer, M. Seifert, W. Reschetilowski
TU Dresden, Dresden, Germany

Introduction

The conversion of ethanol to hydrocarbons (ETH process) over H-ZSM-5 zeolite is well studied among the known reactions for conversion of bioresources. However, the poor long-term stability of H-ZSM-5 in ethanol conversion is a major drawback. Due to deactivation by accumulation of carbonaceous deposits, the selectivity to the significant less desired product ethene increases with TOS (time on stream).

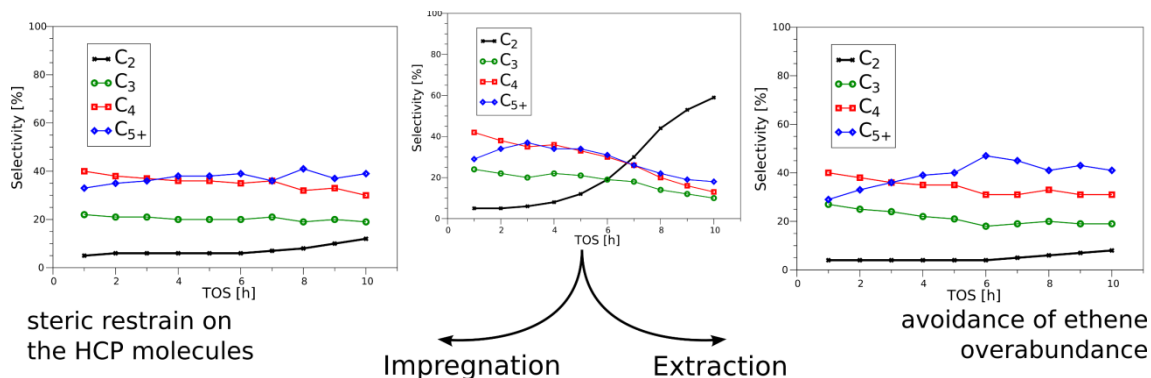
Experimental Section



A commercial H-ZSM-5 from ALSI-PENTA with a Si/Al ratio of 12 was used. Different established methods for textural and chemical modifications were used to increase the durability of the zeolite. The effectivity of these methods was studied by catalytical tests in a tubular reactor and state of the art solid state characterization (e.g. ²⁷Al-NMR, TPAD, TPAD-IR, XRD). The experimental work was supported by quantum chemical calculation using MP2 and DFT methods. An example for modelling of the behavior of phosphate inside the pore system is depicted (MP2/6-311G(d,p) as level of theory).

Results

The most promising methods were sterical restriction of the pores by impregnation with bulky molecules and avoidance of ethene overabundance by extraction of unselective dehydration sites. Overall the ethene fraction after 10 h TOS was reduced from approx. 59% to approx. 9% with the best catalyst.



ПЕРЕРАБОТКА СЖИЖЕННОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ НА МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ

А.Ш. Жакашев

Научный руководитель доцент Б.Т. Туктин; доцент. Р.М. Несмеянова
 Павлодарский государственный университет им.С. Торайгырова,г. Павлодар, Казахстан

Ароматические углеводороды как исходное сырье нефтехимического синтеза являются важным условием качественного развития нефтехимического комплекса в целом. Определяющей чертой современного потребления ароматических углеводородов является их преимущественное использование для получения сравнительно небольшого числа мономеров, используемых в производстве многотоннажных полимерных материалов, синтетических волокон, пластификаторов [4]. До настоящего времени основным процессом производства ароматических углеводородов является каталитический риформинг бензиновых фракций, который в силу своих технологических особенностей (в частности, благодаря использованию катализаторов платиновой группы) является довольно дорогим процессом. Поэтому проблема поиска относительно более дешевых источников получения ароматических углеводородов является сегодня чрезвычайно актуальной.

Попутный нефтяной газ и газы нефтепереработки в настоящее время в основном находят нехимическое применение - используются в качестве топливного газа либо сжигаются на факелах, что является далеко не самым рентабельным их использованием, поэтому превращение природного, попутного нефтяных газов в целевые продукты является актуальной задачей [1, 5]. В то же время, вовлечением этих газов в нефтехимический синтез можно значительно увеличить производство относительно более дешевых ароматических углеводородов за счет их сравнительно низкой себестоимости. На сегодняшний день производители ароматических углеводородов сталкиваются с постоянно растущей необходимостью расширения сырьевой базы за счет вовлечения в переработку низкомолекулярных углеводородов. В силу своей перспективности как с экономической, так и с экологической точки зрения данная проблема особенно сильно привлекает пристальное внимание исследователей уже многие и многие годы [2, 3].

В данной работе были проведены исследования переработки сжиженных нефтяных газов (в частности, пропан-бутановой фракции) на цеолитных катализаторах (цеолит ZSM), модифицированных различными промотирующими добавками. Процесс осуществлялся на проточной установке в стационарном слое катализатора при варьировании температуры и объемной скорости подачи сырья, при атмосферном давлении. Цеолитные катализаторы модифицированы различными металлами, введенными в цеолиты в виде солей методом пропитки.

Были синтезированы и исследованы новые цеолитсодержащие алюмооксидные катализаторы группы ПК приготовлены модифицированные цеолитсодержащие катализаторы P3Э/Al₂O₃-ZSM (ПК-16), Zn-Э/Al₂O₃-ZSM (ПК-17), Fe-Zn-Э/Al₂O₃-ZSM (ПК-18) методом пропитки смеси цеолита и гидроксида алюминия водными растворами нитрата цинка, железа, солью молибдена и редкоземельного элемента (P3Э). После формования проводилась сушка при 150⁰С и прокалывание при 550⁰С в течение 5 часов.

Эксперимент проводился на специальной лабораторной установке, работающей под атмосферным давлением, включающей в себя вертикальный проточный реактор с неподвижным слоем катализатора, объем которого составлял 5 мл. Температурный диапазон реакции был 450 - 600⁰С, объемная скорость подачи сырья W=372 ч⁻¹, время каждого опыта составляло 60 минут. Исходным сырьем была пропан-бутановая смесь в составе (по массе): этан - 0,4%, пропан - 29,5%, н-бутан - 8,1%, изобутан - 62%. По окончании каждого опыта осуществлялась регенерация катализатора при t=550⁰С и времени T= 120 минут. По завершении регенерации и

охлаждения система промывалась инертным газом во избежание образования взрывоопасных газо-воздушных смесей. Далее процесс возобновлялся по другой, более высокой температуре. Количественный и качественный анализы исходного сырья и получившихся продуктов проводились путем метода газовой хроматографии с использованием газового хроматографа марки «Chrom 5», с колонкой длиной 3,5 мм, заполненной фторированным оксидом алюминия фирмы «Supelco». Детектор – пламенно-ионизационный, газ-носитель – аргон, программированный нагрев от 60 °С до 130 °С при анализе газовой фазы и от 130 °С до 288 °С при анализе жидкой фазы. Количественное определение содержания углеводородов проводили по калибровочным кривым.

При переработке C₃-C₄ алканов на модифицированных цеолитсодержащих катализаторах образуются газовая и жидкая фазы. В жидкой фазе обнаружены ароматические соединения (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы), а в газовой фазе содержатся C₁-C₄ углеводороды и водород.

На катализаторе ПК-16 (таблица) с увеличением температуры от 450 до 600°С конверсия C₄ и выход ароматических углеводородов (АрУ) повышается с 62,9 до 71,7% и с 12,5 до 21,5% соответственно. Селективность по АрУ увеличивается от 12,7 (500°С) до 30,0% (600°С). С ростом температуры от 450 до 600°С в составе жидких продуктов наблюдается рост содержания бензола от 7,7 до 44,6%, а выходы толуола и этилбензола снижаются с 64,1 до 45,1% и 21,4 до 7,5% соответственно. Содержание ксилола колеблется в пределах 2,0-6,8 %. С увеличением температуры усиливается крекинг с образованием C₁-C₂ углеводородов. Выход метана увеличивается от 6,5 (450°С) до 14,0% (600°С), этана - от 9,5 (450°С) до 21,0% (550°С), этилена – от 1,2 (450°С) до 31,1% (600°С).

При переработке C₂-C₄ алканов на катализаторе ПК-17 (таблица) при максимальной степени конверсии 93,6% (550°С) выход ароматических углеводородов и селективность по АрУ составляют 23,3 и 24,8% соответственно. При температуре 550°С в жидкой фазе содержатся 40,3% бензола, 49,9% толуола, 7,4% этилбензола и 2,4% ксилолов. На катализаторе ПК-17 выход ароматических углеводородов и селективность по АрУ значительно выше по сравнению с ПК-16, особенно при низких температурах (450-500°С).

Среди изученных катализаторов максимальный выход ароматических углеводородов (селективность - 26,5%) наблюдается на модифицированном цинком, железом и РЗЭ цеолитсодержащем катализаторе ПК-18 при температуре 550°С и степени конверсии 93,4% (таблица).

Результаты исследования цеолитсодержащих катализаторов представлены в таблице.

Таблица

Влияние температуры процесса и состава катализатора на выход и состав продуктов конверсии сжиженного нефтяного газа на цеолитсодержащих катализаторах

Катализатор	ПК-16				ПК-17				ПК-18			
	450	500	550	600	450	500	550	600	450	500	550	600
Температура, °С	450	500	550	600	450	500	550	600	450	500	550	600
Конверсия C ₄ , %	62,9	64,8	73,3	71,7	49,7	70,4	93,6	90,7	36,1	69,9	93,4	95,2
Селективность по АрУ, %	12,5	8,2	20,4	21,5	26,4	23,4	23,3	23,5	14,3	21,8	26,5	20,0
Выход жидкой фазы, % масс	19,9	12,71	27,8	30,0	53,1	33,2	24,8	26,2	39,6	31,2	28,4	21,0
	состав газовой фазы, % мас											
Метан	6,5	23,6	12,5	14,0	5,5	8,3	22,9	21,1	24,1	26,4	46,7	39,7
Этан	9,5	20,2	21,0	19,4	20,9	14,8	34,4	21,1	0,6	5,6	31,2	49,6
Этилен	1,2	5,6	29,5	31,1	1,2	4,1	9,3	28,2	2,2	5,6	6,7	-
Пропан	45,6	7,2	5,7	4,5	29,2	43,4	12,2	6,9	29,9	40,3	6,7	6,0
Пропилен	2,5	2,7	1,0	0,6	2,0	4,2	5,9	13,6	2,0	2,7	2,2	-
Изобутан	22,8	10,9	9,8	11,2	5,4	8,5	1,4	1,9	38,6	6,9	2,0	1,8
Н-бутан	5,7	16,7	12,0	11,3	32,8	13,4	3,4	4,1	1,7	11,1	4,5	2,0
Бутилен	0,9	3,7	1,7	1,9	0,4	1,4	1,3	2,8	0,9	1,4	-	0,9
	состав жидкой фазы, % мас											
Бензол	7,7	14,3	40,9	44,6	13,4	16,4	40,3	41,1	12,2	12,2	36,2	10,4
Толуол	64,1	62,3	50,2	45,1	64,0	65,6	49,9	45,2	52,8	52,8	49,5	47,4
Этилбензол	21,4	18,3	6,9	7,5	16,6	12,6	7,4	6,1	27,8	27,8	10,6	8,7
Ксилолы	6,8	5,1	2,0	2,8	5,3	4,6	2,4	6,5	7,2	7,2	3,7	3,5

Анализ состава продуктов, образующихся при переработке C₂-C₄ алканов, на разработанных модифицированных цеолитсодержащих катализаторах ПК-16, ПК-17, ПК-18, показывает, что синтезированные катализаторы обладают полифункциональными свойствами. Структура и состав продуктов, образующихся при переработке C₂-C₄ алканов, свидетельствует об одновременном и параллельном протекании на разработанных модифицированных цеолитсодержащих катализаторах нескольких реакций: крекинг, дегидрирование, изомеризация, дегидроциклизация, алкилирование. Крекинг и дегидрирование исходных алканов происходят с образованием промежуточных активированных комплексов с пониженным содержанием атомов углерода и адсорбированных олефиновых структур. В дальнейшем в зависимости от природы активного центра катализатора развиваются различные направления превращения с участием промежуточных активированных комплексов.

Таким образом, исследования показывают, что на основе различных модификаций цеолитов можно разработать процессы по переработке сжиженных нефтяных газов в разные целевые продукты, причем селективность и интенсивность тех или иных целевых реакций будет напрямую зависеть от природы промоторов, их количества, а также от свойств их аддитивного воздействия. В частности, получение ароматических углеводородов из сжиженного нефтяного газа является экономически достаточно оправданным, поскольку появляется рентабельность потребления газа по сравнению с его нехимическим использованием (применением в качестве топливного газа и т.д.). Кроме того, использование процессов с применением модифицированного цеолитсодержащего катализатора позволяет существенно сократить себестоимость продукции за счет отказа от катализаторов платиновой группы, стоимость которых во много раз превышает более доступные цеолиты.

Литература

1. Агаева С.Б., Дадашев Б.А., Тагиев Д.Б., Абасов С.И. Регулирование распределения продуктов каталитической ароматизации C₂+ углеводородов // Нефтехимия. – 2007. – Т.47, №3. – С.181 – 185.
2. Брагинский О.Б. Мировая нефтехимическая промышленность. Практическое пособие. – М.: Наука, 2008. – 566 с.
3. Дергачев А.А., Лапидус А.Л. Каталитическая ароматизация низших алканов // Российский химический журнал. – 2008. – Т. LII, №4. – С.15 – 21.
4. Соколов В.З., Харлампович Г.Д. // Производство и использование ароматических углеводородов. – М.: Химия, 1980 г. – 336 с.
5. Усачев Н.Я., Харламов В.В., Казаков А.В. Новый подход к комплексной переработке попутного нефтяного газа в моторные топлива и другие ценные продукты // Газохимия. – 2009. – №11 – 12. – С.18 – 71.

КОНВЕРСИЯ Н-ОКТАНА НА ЦЕОЛИТЕ СЕМЕЙСТВА ПЕНТАСИЛ

Д.А. Канашевич, Л.М. Величкина, А.В. Восмериков

Научный руководитель зав. лабораторией, профессор А.В. Восмериков
**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти СО
РАН, г. Томск, Россия**

Цеолитсодержащие катализаторы широко используются в промышленности для целого ряда процессов нефтехимии и нефтепереработки. Специфические каталитические свойства цеолитов позволяют создавать на их основе новые катализаторы и разрабатывать энергосберегающие и экологически чистые технологические процессы. Особый интерес для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности представляет рациональное использование легкого углеводородного сырья, получаемого из нефтей и газовых конденсатов, прямогонные бензиновые фракции которых содержат значительное количество алканов с линейной структурой, характеризующихся низкой детонационной стойкостью, что не позволяет использовать их в качестве автомобильного бензина без дополнительной переработки. Таким образом, проблема, связанная с разработкой новых и усовершенствованием уже существующих катализаторов изомеризации углеводородных фракций для повышения их октанового числа, достаточно актуальна и для вовлечения в переработку легких бензиновых фракций, и в связи с существующей мировой тенденцией к снижению содержания в автомобильных бензинах ароматических углеводородов [3].

Проблема получения бензина с высоким октановым числом и низким содержанием ароматических углеводородов нашла решение в изомеризации легких алканов бензиновой фракций. В промышленности изомеризация пентан-гексановой фракции проводится с использованием би- или полиметаллических катализаторов. Чаще всего кислотным компонентом катализатора является оксид алюминия, для повышения кислотности которого используют добавку галогена (фтор или хлор), или сульфатированный оксид циркония с нанесенной платиной. Катализаторы, в основе которых лежит галогенированный оксид алюминия и сульфатированный оксид циркония, имеют более высокую кислотность, чем каталитические системы на основе цеолитов, поэтому изомеризация фракции C₅–C₆ протекает на них при температуре ниже 150 °С [1]. Недостатками катализаторов, содержащих галоген или серу, является унос модификатора, что требует непрерывного введения в них модифицирующего вещества для поддержания стабильной активности катализаторов. Кроме этого, технология предусматривает присутствие водорода в реакционной зоне, а изомеризация подвергается, как правило, только узкая фракция C₅–C₆, являющаяся ценным сырьем для нефтехимической промышленности.

На сегодняшний день также нет однозначного ответа на механизм реакции изомеризации парафиновых углеводородов на цеолитных катализаторах, однако, известно, что эффективность процесса их превращения определяется технологическими параметрами, молекулярно-ситовым эффектом цеолитной структуры, соотношением кислотной (протонной) и гидрирующей-дегидрирующей функций катализатора [1].

В настоящей работе исследована изомеризирующая активность высококремнеземного цеолита семейства пентасил с силикатным модулем 40 в процессе превращения н-октана.

Цеолит с мольным отношением SiO₂/Al₂O₃=40 был получен методом гидротермального синтеза их щелочных алюмокремнегелей в стальных автоклавах при 175 °С. В качестве источника кремния использовали жидкое стекло состава: 9 % Na₂O, 29 % SiO₂, 62 % H₂O. Ионы Al³⁺ вводили в реакционную смесь в виде водорастворимой соли Al(NO₃)₃·9H₂O, pH реакционной смеси регулировали добавлением раствора азотной

кислоты до значений 10,4-11,8. Синтезированный цеолит характеризуется 100 % степенью кристалличности, повышенной кислотностью, необходимой для изомеризации прямоцепочечных алканов.

Каталитическую активность цеолита определяли в модельной реакции конверсии *n*-октана в интервале температур 280-360 °С, при атмосферном давлении и объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ в установке проточного типа с неподвижным слоем катализатора. Объем загружаемого катализатора составлял 4 см³, размер его гранул варьировался в интервале 1,0-1,5 мм. Продолжительность эксперимента при каждой температуре процесса составляла 1 ч, за это время изменение активности и селективности действия цеолитного образца не наблюдалось. Состав продуктов превращения *n*-октана анализировали методом газовой хроматографии.

В таблице приведены данные по влиянию температуры процесса на состав продуктов превращения *n*-октана на исследуемом цеолитном катализаторе.

Газообразные продукты реакции представлены, в основном, алканами C₁-C₄, основная доля которых приходится на пропан, *n*- и изо-бутан. При увеличении температуры процесса выход углеводородов различных классов изменяется незначительно.

В составе катализата при начальной температуре процесса преобладают *n*-алканы, их концентрация составляет 76,0 %, из которых 58,9 % приходится на непревращенный *n*-октан. Из нормальных алканов присутствуют углеводороды с количеством атомов углерода от 3 до 8. С повышением температуры реакции происходит значительное уменьшение выхода *n*-алканов, в первую очередь, за счет снижения концентрации *n*-октана. Так, при 360 °С общее содержание *n*-алканов составляет 19,2 %, из которых 10,7 % приходится на *n*-октан, т.е. при этой температуре его степень превращения достигает 89,3 %.

С повышением температуры процесса выход изоалканов проходит через максимум при 320 °С. При начальной температуре реакции образуются изоалканы состава C₄-C₈, что свидетельствует о преимущественном протекании реакций крекинга и изомеризации, при 320 °С их состав расширяется до C₉, а дальнейшее повышение температуры приводит к образованию алканов изостроения до C₁₂.

Таблица
Состав продуктов превращения *n*-октана на цеолитном катализаторе при различной температуре

Продукты, % мас.	Температура процесса, °С				
	280	300	320	340	360
Газообразные:					
Алканы C ₁ -C ₄	88,1	87,8	85,0	84,3	86,2
Алкены C ₂ -C ₄	0,7	0,8	0,4	0,3	0,3
<i>n</i> -алканы C ₅₊	6,1	6,3	7,4	6,7	5,4
Изоалканы C ₅₊	5,1	5,1	7,2	8,7	8,1
Жидкие:					
<i>n</i> -алканы	76,0	53,7	42,3	29,5	19,2
Изоалканы, в том числе:	17,1	20,9	24,1	23,0	15,8
– C ₄	1,8	2,8	3,0	1,9	1,5
– C ₅	5,0	5,3	5,8	6,5	4,2
– C ₆	5,2	6,3	7,7	7,4	4,6
– C ₇	3,0	4,1	4,6	4,0	2,6
– C ₈	2,1	2,4	2,7	2,5	1,2
– C ₉	–	–	0,3	0,3	1,0
– C ₁₂	–	–	–	0,4	0,7
Ароматические углеводороды	2,6	19,7	26,4	43,3	62,3
Нафтены	1,3	2,8	3,6	3,4	2,4
Алкены	3,0	2,9	3,6	0,8	0,3

Следует отметить, что изоалканы с числом атомов углерода в молекулах 10 и 11 в полученных жидких продуктах не были обнаружены. Наибольшее количество изомерных структур, независимо от температуры процесса, приходится на молекулы, содержащие 6 атомов углерода, затем по убыванию идут C₅, C₇, C₈ и C₄.

Повышение температуры процесса приводит к увеличению суммарного выхода углеводородов изостроения от 17,1 % мас. при 280 °С до 24,1 % мас. при 320 °С, затем их концентрация снижается до 23,1 и 15,8 % мас. соответственно при температурах 340 и 360 °С. Выход индивидуальных изоалканов, в основном, имеет ту же зависимость от температуры процесса, что и суммарный выход – максимальное количество изоалканов C₄ и C₆-C₈ образуется также при температуре 320 °С, и лишь при температуре 340 °С образуется наибольшее количество изоалканов C₅. С повышением температуры процесса доля углеводородов изостроения с числом атомов углерода 9 и 12 возрастает.

Температура процесса существенно влияет на выход ароматических углеводородов – с её ростом от 280 до 360 °С их концентрация увеличивается с 2,6 до 62,3 %. Ароматические углеводороды представлены, преимущественно, бензолом, толуолом, ксилолами и алкилзамещенными бензолами.

В процессе превращения *n*-октана образуется незначительное количество нафтенных и олефиновых, выход которых проходит через максимум при температуре реакции 320 °С. При начальной температуре процесса образуются нафтены с числом атомов углерода 6 и 7, а с повышением температуры их состав расширяется до

углеводородов C₁₀. Образующиеся в процессе конверсии н-октана олефины представлены углеводородами от C₅ до C₈.

Таким образом, проведенные исследования показали, что каталитическая активность высококремнеземного цеолита в процессе превращения модельного н-алкана обусловлена как его кислотными, так и молекулярно-ситовыми свойствами, при этом цеолитный катализатор обладает повышенной молекулярно-ситовой избирательностью по отношению к нормальным парафинам и высокой каталитической активностью. Размер пор цеолита семейства пентасил составляет 0,53×0,56 нм и 0,51×0,55 нм, что затрудняет образование и диффузию сильно разветвленных молекул в его порах, при этом молекулярно-ситовой эффект начинает проявляться при изомеризации нормальных алканов с числом атомов углерода более пяти [2].

В зависимости от температуры процесса наблюдаются следующие закономерности изменения состава продуктов превращения н-октана: при начальных температурах реакции основным направлением превращения н-октана является его изомеризация, наряду с которой протекают побочные реакции крекинга и диспропорционирования. При температурах процесса 280 и 300 °С и объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ в полученных катализаторах содержится до 70 % н-октана, до 20 % – изоалканов и до 10 % – ароматических углеводородов. С ростом температуры процесса выше 300 °С наблюдается увеличение образования ароматических углеводородов, а выход изоалканов проходит через максимум при температуре 300-320 °С. Максимальная селективность образования изоалканов на исследуемом цеолитном катализаторе достигается при температуре 300 °С и составляет 46,0 %.

Литература

1. Агабеков В.Е., Сеньков Г.М. Каталитическая изомеризация легких парафиновых углеводородов // Катализ в промышленности. – 2006. - № 5. – С. 31 – 41.
2. Васина Т.В., Маслбойщикова О.В., Хелковская-Сергеева Е.Г. и др. Изомеризация н-пентана и н-гексана на модифицированных цеолитах // Известия Академии наук. Серия химическая. – 2000. - № 11. – С. 1866 – 1869.
3. Степанов В.Г., Пословина Л.П., Малоземов Ю.В. и др. Гидроизомеризация н-гексана на Pd-содержащих цеолитах различных типов // Нефтехимия. – 2002. – Т. 42. - № 6. – С. 441 – 450.

ТЕРМИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ И ОЦЕНКА СТРУКТУРНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ИХ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ МЕТОДОМ ПМР

Д. С. Корнеев

Научный руководитель старший научный сотрудник Г.С. Певнева, доцент А.И. Левашова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

С течением времени в нефтепереработку вовлекается все более тяжелое углеводородное сырье, такое как тяжелые нефти, природные битумы. Такое сырье содержит в своем составе значительные количества высокомолекулярных гетероатомных компонентов – смолисто-асфальтеновых веществ. Проблемы переработки тяжелого нефтяного сырья обусловлены высоким содержанием в смолах и асфальтенах гетероатомов, а также металлов (V, Ni, Fe и т.д.), являющихся каталитическими ядами в процессах нефтепереработки. Для увеличения глубины переработки такого сырья предлагаются различные подходы с использованием каталитических и термических процессов с целью получения более легкой «синтетической» нефти с уменьшенным содержанием высокомолекулярных гетероатомных соединений – смол и асфальтенов. Однако в настоящее время существует много вопросов, связанных с качественными и структурными изменениями этих компонентов в термических процессах, а также их взаимном влиянии. Особое значение в исследованиях высокомолекулярных соединений нефти имеет спектрометрический метод протонного магнитного резонанса (ПМР), позволяющий определять в молекулах смол и асфальтенов относительное содержание атомов водорода в ароматических ядрах и алкильных группах в α-, β-, γ-положениях по отношению к ароматическим, нафтеновым ядрам, а также к гетерофункциональным группам.

Целью данной работы является исследование влияния соотношения смол и асфальтенов тяжелого нефтяного сырья на состав и структуру продуктов термоллиза.

Объектами исследования явились модельные смеси, полученные смешением тяжелой нефти Барсуковского месторождения (ρ=886 кг/м³) и ашальчинского битума (ρ=978 кг/м³). Барсуковская нефть (Б) является среднесмолистой (7,1 %) с низким содержанием асфальтенов (0,4 %). В ашальчинском битуме (А) содержится 26,2 % смол и 6,2 % асфальтенов.

Приготовлены модельные смеси с различным содержанием смол (от 8,8 до 19,8 %) и асфальтенов (от 0,9 до 4,3 %) (табл.1), в которых соотношение смолы : асфальтены составляло 9,5; 7,0; 5,0; 4,6. Объекты исследования, включая исходные нефть и битум, охватывают широкий интервал содержания смол (7,1-26,2 %), асфальтенов (0,4-6,2 %) и их соотношения (4,2-17,8).

Таблица 1

Содержание и соотношение смол и асфальтенов в модельных смесях

Соотношение нефть:битум (Б:А)	Содержание, % мас.		Соотношение смолы:асфальтены
	Асфальтены	Смолы	
Нефть	0,4	7,1	17,8
10:1	0,9	8,8	9,5
4:1	1,6	10,9	7,0
1:1	3,3	16,7	5
1:2	4,3	19,8	4,6
Битум	6,2	26,2	4,2

Крекинг образцов проводили в реакторах объемом 12 см³. Масса навески образца составляла 7 г. Эксперименты проводили при температуре 450 °С в течение 2 часов в инертной среде. При проведении эксперимента фиксировалась масса реактора без образца и масса реактора с образцом, подготовленного к термолузу. После проведения термической обработки битума, выход газообразных продуктов определяли по потере массы реактора с образцом после удаления из реактора газовых продуктов. Отобранные газообразные продукты анализировали на газовом хроматографе. После отбора жидких продуктов реактор промывали хлороформом и взвешивали. Полученная разница между массой реактора до эксперимента и после определялась как количество образовавшегося при термолузе кокса.

Содержание смол и асфальтенов в полученных продуктах термолуза определяли по методике [1]. Асфальтены получали, разбавляя пробу н-гексаном в объемном соотношении 1:40, выдерживая раствор в течение суток, отфильтровывая выпавший осадок. Полученный осадок помещали в бумажный патрон и в аппарате Сокслета промывали его гексаном от масел и смол, затем асфальтены из патрона вымывали хлороформом или бензолом, далее отгоняли растворитель и сушили асфальтены до постоянного веса.

По данным материального баланса при термолузе нефтяной системы с минимальным соотношением смолы : асфальтены (4,2 - исходный битум) образуется наибольшее количество газообразных (8,4 %) и твердых (0,5 %) продуктов, в то время как термолуз нефтяной системы с максимальным соотношением смолы : асфальтены, равным 17,8 (исходная нефть), приводит к образованию значительно меньших количеств газов (1,4 %) и твердых (0,1 %) продуктов.

Основными компонентами газообразных продуктов термолуза всех смесей являются водород, метан и этан, присутствуют также бутаны и пентаны.

В процессе термолуза в жидких продуктах увеличивается количество асфальтенов в 1,5-2 раза и снижается содержания смол ~ на 30 % по сравнению с исходными смесями, при этом количество светлых фракций возрастает на 5-7 %.

Показано, что в процессе термического крекинга протекают реакции деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов, приводящие к образованию низкомолекулярных смол и легких углеводородов, и параллельно реакции поликонденсации, способствующие образованию дополнительных количеств асфальтенов и твердого остатка.

В таблице 2 приведены результаты анализа смол и асфальтенов модельных смесей до и после термолуза методом ПМР-спектроскопии. При сравнении распределения протонов в молекулах ВМС исследуемых образцов, видно, что относительное содержание атомов водорода ароматического ядра в молекулах асфальтенов выше, а в β- и γ-положениях по отношению к ароматическим ядрам и гетерофункциям ниже, чем в молекулах смол. Вероятно, это связано с большим количеством циклов и меньшим числом заместителей в ароматических ядрах асфальтенов по сравнению со смолами. Также можно полагать, что ввиду низких молекулярных масс по сравнению с асфальтенами смолы имеют в своей структуре меньшую долю ароматических ядер, что обуславливает содержание $H_{ар}$ в смолах около 5,9-8,9 %. Однако, α-положение менее насыщено в структуре смол нежели асфальтенов, что может свидетельствовать о высокой степени разветвленности углеродного скелета алифатических цепей в α-положении по отношению к ароматическим ядрам, гетерофункциональным группам и атомам в неароматических звеньях молекул.

Видно, что в результате термических превращений относительное содержание атомов водорода ароматических ядер в молекулах смол и асфальтенов увеличилось, причем это увеличение обратно пропорционально соотношению смолы : асфальтены в исследуемых образцах. Протоны алифатических цепей перераспределяются по α-, β-, γ-положениям благодаря деструктивным процессам и реакциям замещения, присоединения, изомеризации, рекомбинации и т. д.

Характеристика смол и асфальтенов по данным ПМР-спектроскопии

Соотношение нефть:битум	Асфальтены, %				Смолы, %			
	H _{ар}	H _α	H _β	H _γ	H _{ар}	H _α	H _β	H _γ
Исходные								
Нефть	13,44	24,25	51,77	10,54	8,9	18,06	56,18	16,86
10:1	10,19	22,02	54,7	13,08	6,24	19,22	57,17	17,37
4:1	10,67	22,44	50,99	15,89	6,63	17,44	56,68	19,24
1:1	9,38	22,63	52,44	15,55	6,21	21,13	53,41	19,16
1:2	7,97	22,44	54,51	15,03	5,91	17,94	56,69	19,46
Битум	7,62	25,17	54,24	12,97	6,67	20,04	55,06	18,23
После термоллиза								
Нефть	13,78	20	50,44	15,78	8,75	17,88	54,74	18,62
10:1	10,96	20,37	52,43	16,24	7,54	17,03	55,74	20,31
4:1	15,39	21,66	46,46	16,49	6,72	21,13	55,43	16,72
1:1	16,56	26,55	52,21	13,62	8,6	20,84	54,15	16,41
1:2	14,44	23,98	47,69	13,9	8,5	21,97	53,44	16,09

H_{ар} – количество протонов в ароматических ядрах, H_α – количество протонов в группах CH₃, CH₂ и CH, находящихся в α-положении к ароматическим ядрам и гетерофункциональным группам, H_β – количество протонов в группах CH₂ и CH, находящихся в β-положении к ароматическим ядрам и гетерофункциональным группам, H_γ – количество протонов в терминальных метильных группах

Литература

1. Головкин А.К. Природные битумы и тяжелые нефти / А.К. Головкин, В.Ф. Камьянов, Л.В. Горбунова // Сборник материалов международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург: Недра. – 2006. – С. 64.
2. Камьянов В.Ф. Структурно-групповой анализ компонентов нефти / В.Ф. Камьянов, Г.Ф. Большаков // Нефтехимия. – 1984. – Т. 24. – № 4. – С. 443-449.

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ТЯЖЕЛЫХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

Г.С.Костриков

Научный руководитель доцент В.В. Козлов

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия*

В последние годы, в связи с растущим дефицитом нефтяного углеводородного сырья, остро стоит вопрос о необходимости увеличения глубины переработки нефти. Это означает, что полученный при перегонке нефти мазут и гудрон будут использоваться в производстве моторных топлив, а не в качестве котельного топлива и дорожных материалов.

Вовлечение в переработку тяжелых нефтей влечет за собой необходимость разработки новых современных нетрадиционных технологий переработки ее компонентов, требующих постоянного совершенствования и обновления используемых каталитических систем [1, 2].

Одной из наиболее эффективных технологий глубокой переработки нефти и ее тяжелых компонентов является процесс каталитического крекинга. В процессе каталитического крекинга вырабатывается высокооктановый бензин с ОЧИ 88-91 пунктов [5]. Кроме того, бензин содержит менее 1% бензола и 20-25% ароматических углеводородов, что дает возможность использовать его для приготовления бензинов согласно последним нормам Евросоюза (Евро-4, Евро-5). Кроме бензиновой фракции продуктами являются легкий газойль (н.к. 200-270°C) и тяжелый газойль (н.к. 270°C), сырье для получения дизельного топлива [3, 4].

Основным недостатком процесса каталитического крекинга тяжелого сырья с высоким содержанием смол и, в первую очередь, асфальтенов, является быстрая потеря активности катализатора вследствие интенсивного зауглероживания поверхности и блокирования его активных центров [6].

В работе изучен процесс крекинга мазута на различных типах цеолитов: ZSM-5, Y.

В качестве сырья для крекинга выбран мазут нефти Усинского месторождения: плотность – 976, 5 кг/м³, вязкость – не течёт, содержание смол – 37,0 %, асфальтенов – 8,1 %.

Процесс крекинга проводили в стальном герметичном реакторе объемом 10 см³ в периодическом режиме при температуре процесса 450 °С, давлении 0,5 МПа в течение 2 часов. Количество катализатора составляло 1; 5; 10,0 % масс. Анализ продуктов проводили методом термогравиметрического анализа.

В работе изучено влияние различных типов цеолитов на выход светлых топливных фракций в процессе каталитического крекинга мазута тяжелой усинской нефти. Изучение фазового состава продуктов термолита мазута показало, что тип цеолита в качестве катализатора оказывает существенное влияние на выход и распределение продуктов крекинга, определен состав бензиновой фракции. В качестве катализаторов для процесса крекинга использовались цеолиты различных типов: ZSM-5, Y. Количество катализатора составляло 1; 5; 10,0 % масс.

На таблице 1 приведены данные по фракционному составу жидких продуктов процесса крекинга.

Таблица 1

Фракционный состав жидкой фазы продуктов крекинга

	До 200°С, % масс.	200 - 350°С % масс.	>350°С % масс.
1 час без катализатора	14	26	60
2 часа без катализатора	33	18	49
HZSM-5 1%	35	21	44
HZSM-5 5%	34	24	42
HZSM-5 10%	40	16	44
HY 5%	50	21	29
HY 10%	45	26	29
HY 1%	43	22	35

С повышением времени процесса термолита мазута наблюдается увеличение полноты превращения исходного сырья в конечные продукты – бензиновую и дизельную фракции (н.к. - 180°С и 180-350°С соответственно): при длительности реакции 1 час ~ 40 % масс. жидкой фазы претерпевает превращение в целевые продукты, при длительности реакции 2 часа ~ 51 % масс. жидкой фазы соответственно. Наиболее полное превращение сырья в целевые продукты достигается при введении в реакционную среду катализаторов: при добавке HZSM-5-цеолита (5% масс.) и HY-цеолита (5% масс.) ~ 58 % масс. и 71 % масс. соответственно.

На рисунке 1 приведены сводные результаты по фракционному составу продуктов крекинга усинской нефти. Видно, что при внесении в реактор катализатора типа ZSM (5% масс.) наблюдается небольшое суммарное увеличение выхода топливных фракций, по сравнению с опытом без использования катализатора (с 51 до 58 % масс. соответственно), что можно объяснить влиянием активных центров цеолита типа ZSM, на которых происходят более глубокие и быстрые превращения сырья. Диаметр пор HZSM-5-цеолита составляет около 5 Å, молекулы, имеющие более крупные размеры блокируют входные отверстия, что является причиной уменьшения активной поверхности катализатора.

Добавление цеолита типа Y в реакционную смесь существенно повышает выход светлых продуктов, как в сравнении с реакцией термолита, так и с реакциями, где использовали добавки HZSM-5-цеолита: суммарный выход светлых продуктов составил 71% масс, что по-видимому объясняется большим диаметром пор цеолита типа Y (7,4 Å).

Данное увеличение выхода светлых продуктов подтверждает, что для более полного превращения мазута в целевые продукты, целесообразнее использовать катализаторы, с большим размером пор, их размер имеет большое влияние на результаты крекинга.

Таким образом, в работе изучено влияние различных типов цеолитов на выход светлых топливных фракций в процессе каталитического крекинга мазута тяжелой усинской нефти. Небольшое повышение выхода светлых продуктов наблюдалось при использовании цеолита типа ZSM. Несмотря на высокое содержание в исходном сырье смол и асфальтенов высокой активностью обладают цеолиты Y, выход светлых продуктов составил 71 % масс., что на 20 % масс. превышает выход при проведении процесса крекинга без использования катализатора.

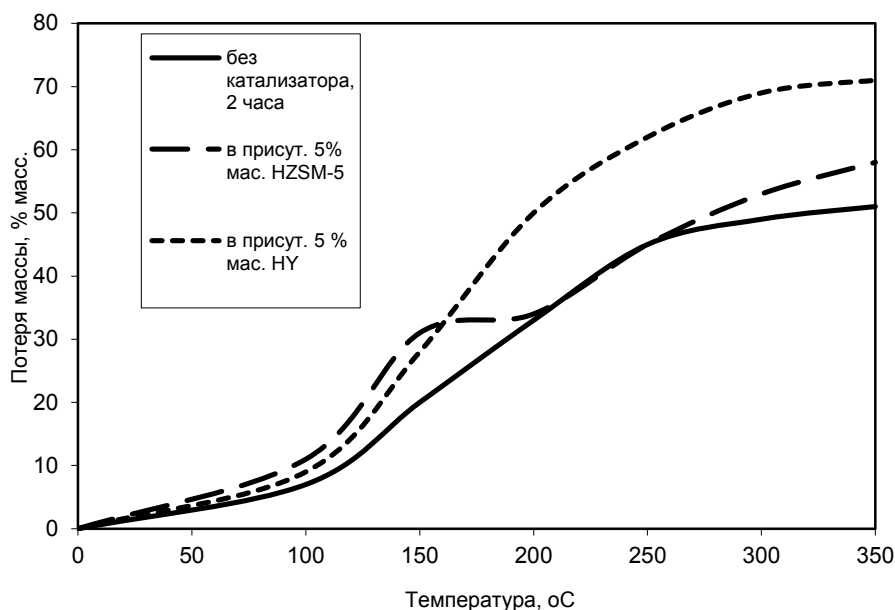


Рис. Термогравиметрические кривые процесса крекинга мазута усинской нефти

Литература

1. Дмитриев Д.Е., Головкин А.К. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2009. –№2. –С.9-14.
2. Дмитриев Д.Е., Головкин А.К. // Нефтехимия. – 2010. Т.50, №2. –С.118-125.
3. Капустин В. М., Кулес С. Г., Бертолузини Р. Г. Нефтеперерабатывающая промышленность США и бывшего СССР. М., Химия, 1995.
4. Крекинг нефтяных фракций на цеолитсодержащих катализаторах. Под. ред. С. Н. Хаджиева. М., Химия, 1982.
5. Мурзагалиев Т.М., Восмеринов А.В., Головкин А.К., Козлов В.В., Федущак Т.А. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2011. –№4. –С.11-15.
6. Сидович Е. В. Технология переработки нефти и газа. Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородных газов (ч. 2). М., Химия, 1980

ЭПОКСИДИРОВАНИЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ НА ОСНОВЕ ФРАКЦИИ С9

А.Н. Кошеварова, Ю.А.Храмцова

Научный руководитель доцент, В. Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Получение нефтеполимерных смол (НПС) является одним из перспективных и наименее затратных направлений в переработке жидких продуктов пиролиза – побочных продуктов нефтепереработки, содержащих непредельные углеводороды. Улучшение эксплуатационных характеристик НПС, устранение недостатков, а также расширение областей применения НПС могут быть достигнуты путем их модификации – введением различных функциональных групп в структуру молекулы [2].

Эпоксидные смолы стойки к действию галогенов, некоторых кислот, щелочей, обладают высокой адгезией к металлам. На основе их производятся материалы, применяемые в различных областях промышленности. Так, композиты на основе эпоксидных смол используются в крепежных болтах ракет, для создания бронезилов, в качестве эпоксидного клея или пропиточного материала, для изготовления и ремонта различных корпусов или выполнения гидроизоляции помещений. Появилась возможность и тенденция более широкого использования эпоксидных связующих и композитов на их основе в гражданских технологиях, и в частности, в строительстве.

Эпоксидированные нефтеполимерные смолы (ЭНПС) – олигомеры, содержащие эпоксидные группы и способные под действием отвердителей образовывать сшитые полимеры.

Известны различные способы введения эпоксидных групп в структуру макромолекул. Изучение процесса эпоксидирования НПС системами на основе пероксида водорода позволит разработать простую технологию получения смол с высоким содержанием эпоксидных групп [4,5]. Окислительные системы (ОС) представляют собой смесь пероксида водорода и уксусной кислоты. Такие процессы окисления, как правило, катализируются серной кислотой.

Целью данной работы является исследование влияния количества окислительной системы на процесс эпексидирования НПС. В работе рассматриваются НПС, полученные радикальной (термической, инициированной) и ионной (каталитической) полимеризацией.

Термическая полимеризация характеризуется достаточно жесткими параметрами процесса (давление, температура 240-255°C) и относительно низким выходом целевого продукта. Негативным моментом полученной этим способом смолы является низкая молекулярная масса, низкая температура размягчения и высокая интенсивность окраски. Инициированная полимеризация энергетически более выгодна и протекает при более низких температурах (120-140°C) и обеспечивает получение нефтеполимерных смол с улучшенным цветом. Этот способ синтеза отличается более простой технологией, однако основным его недостатком является низкий выход полимера. Метод ионной полимеризации позволяет увеличить конверсию мономеров, входящих в состав фракций, сократить продолжительность процесса и снизить его температуру, но также не лишен недостатков. Сложность технологической схемы (необходимость приготовления каталитического комплекса и его дезактивации) являются существенными минусами каталитической полимеризации. Кроме того, исходное сырье для этого процесса должно быть тщательно осушено, так как наличие воды недопустимо, поскольку она разрушает каталитический комплекс [2].

В качестве объектов исследования использовали НПС, полученные на основе фракции С₉ радикальной полимеризацией: термической (смола «Политер», завод «Сланцы», г. Санкт-Петербург, ТУ 2451-024-78780418-2006), инициированной (ООО «Омск-Полимер», г. Омск, ТУ 2451-024-78780418-2006) и ионной полимеризацией под действием катализаторов Циглера-Натта (TiCl₄ – Al(C₂H₅)₂Cl) [1].

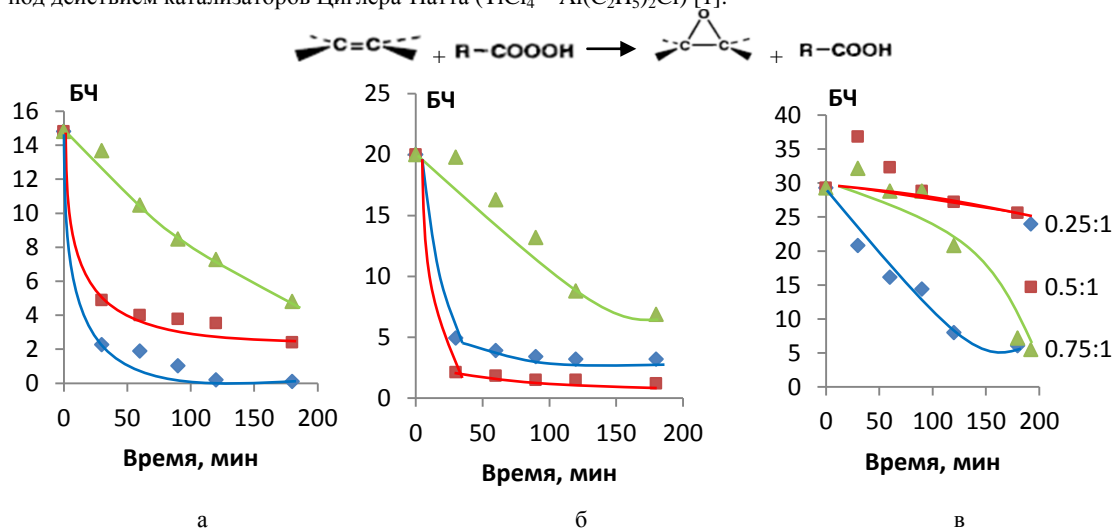


Рис. 1 Зависимость бромного числа от времени эпексидирования при различных соотношениях окислитель : НПС (а- термическая, б- инициированная, в- каталитическая)

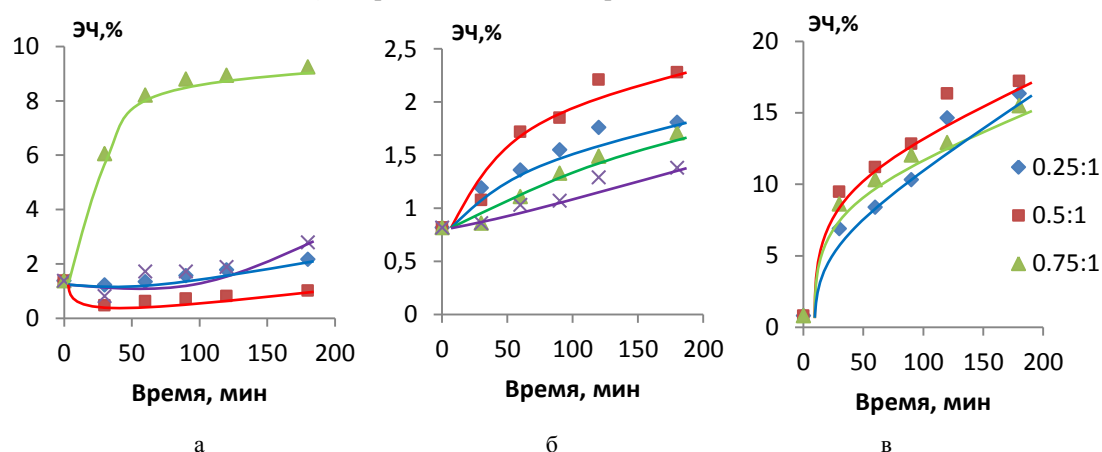


Рис. 2 Зависимость эпексидного числа от времени эпексидирования при различных соотношениях окислитель : НПС (а - термическая, б - инициированная, в - каталитическая)

Модификацию проводили в 30%-ом растворе толуола окислительной системой (H₂O₂ : CH₃COOH при мольном соотношении 1:1) при температуре 70-75 °С в течение 3 ч. Выделение смол после промывки реакционной массы до нейтральной среды осуществляли отгонкой на роторном испарителе. Полученные образцы эпексидированной НПС исследовали стандартными методами [3]. Бромное число – масса брома (г),

присоединяющегося к 100 г органического вещества, характеризует степень ненасыщенности органических соединений. Эпоксидное число – количество галогеноводородной кислоты (г), необходимое для гидрогалогенирования эпоксидных групп, содержащихся в 100 г органического вещества, характеризует содержание α -эпоксидных групп.

Результаты исследования влияния количества окислителя на свойства полученных смол представлены на рисунках 1, 2. Как видно, на показатели нефтеполимерных смол оказывают влияние и продолжительность реакции, и количество окислителя. Увеличение времени реакции приводит к росту эпоксидных чисел, что свидетельствует о прохождении процесса окисления. Однако прирост значений эпоксидного числа после 120 мин реакции незначителен. Уменьшение бромных чисел доказывает протекание процесса по двойным связям.

Процесс эпоксидирования идет с максимальной эффективностью при массовом соотношении ОС : НПС, равном 0,5 : 1 при использовании образцов НПС, полученных термической и ионной полимеризацией. Соотношение ОС : НПС, равное 0,25 : 1, наиболее приемлемо для НПС, синтезированных иницированной полимеризацией.

Таким образом, показана возможность модификации НПС с введением эпоксидных групп в количестве от 3 до 16 % при окислении смолы надуксусной кислотой, причем максимальные значения достигнуты при эпоксидировании НПС, синтезированной ионной полимеризацией под действием катализаторов Циглера-Натта.

Замечено, что при высокой концентрации ОС процесс протекает преимущественно в направлении глубокого окисления, а при низкой – с образованием эпоксидных групп.

Литература

1. Бондалетов В.Г. Полимеризация высококипящих фракций пироконденсата на каталитических системах типа Циглера-Натта / Е.П.Фитерер, В.Г.Бондалетов, Л.И.Бондалетова // Известия Вузов. Химия и химическая технология. – 2004. – Т. 47. – № 1. – 127-130 с.
2. Думский Ю.В. Нефтеполимерные смолы. – М.: Химия, 1988. – 168 с.
3. Одабашян Г.В. Лабораторный практикум по химии и технологии основного органического и нефтехимического синтеза. Учебное пособие для вузов. – М.: Химия, 1982. – 240 с.
4. Прилежаева Е.Н. Реакция Прилежаева. Электрофильное окисление. – М.: Наука, 1974. – 332 с.
5. Славгородская О.И., Бондалетов В.Г., Огородников В.Д. Эпоксидирование ароматических нефтеполимерных смол системой $H_2O_2 - CH_3COOH$ //Ползуновский вестник. - 2013. - № 3. – С. 186 - 189.

ВЛИЯНИЕ УДЕЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ НА ПРОЦЕСС ОЧИСТКИ МЕТАНА ОТ СЕРОВОДОРОДА К.Б. Кривцова, А.Н. Очердько

Научный руководитель кандидат химических наук С.В. Кудряшов

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В последнее время в связи с развитием нефте- и газодобывающей отрасли проблемы подготовки природного и попутного нефтяного газа (ПНГ) становятся всё более актуальными. В частности, очистка ПНГ от сероводорода, CO_2 и меркаптанов имеет важнейшее значение для его дальнейшего использования в нефтехимической отрасли. Оптимальным может считаться вариант такой подготовки ПНГ прямо на месторождении, однако для малодобитных месторождений использование традиционных методов очистки (процесс Клауса, абсорбционные методы с использованием алканолламинов) часто не только экономически неэффективно, но и нецелесообразно.

Указанные методы основаны на каталитическом превращении сероводорода в серу (процесс Клауса) или абсорбции сероводорода, CO_2 и меркаптанов с их дальнейшим химическим взаимодействием с основными агентами (растворы различных алканолламинов, карбонатов) [2]. Общими недостатками абсорбционных методов являются: ресурсоёмкость, коррозия оборудования (необходимость использования ингибиторов), низкая эффективность использования аминов, низкая скорость реакции (процесс абсорбции проводится при повышенных температурах), дороговизна некоторых аминов и необходимость их регенерации, наличие отходящих газов, для которых необходим рецикл или дополнительные стадии их дезактивирования. Таким образом, поиск компактных, энергетически и экономически эффективных способов очистки ПНГ от сероводорода остаётся актуальным.

В настоящее время большое внимание уделяется возможности использования низкотемпературной неравновесной плазмы для решения проблем очистки отходящих промышленных газов от сернистых и прочих загрязняющих веществ [3]. Это связано с её способностью генерировать большое количество радикалов и возбуждённых частиц, что позволяет осуществлять процессы обработки сырья с её использованием в мягких условиях – при атмосферном давлении и невысокой температуре.

В частности, барьерный электрический разряд (БР) выделяется тем, что установки с ним работают при атмосферном давлении и температуре окружающей среды, необходимость использования катализаторов отсутствует, а обработку сырья можно проводить в проточном режиме без особой подготовки. Поэтому применение методов плазмохимии может оказаться перспективным и для нефтехимии. В данной работе исследуется возможность очистки ПНГ от сероводорода на примере смеси метана и сероводорода.

Эксперименты по обработке смеси метана и сероводорода проводились в плазмохимическом реакторе. Реактор представляет собой конструкцию с плоскопараллельным расположением высоковольтного и заземлённого электродов, в 1 мм зазоре между которыми формируется разряд и происходит обработка исходной

газовой смеси. Разряд возбуждается генератором высоковольтных импульсов напряжения амплитудой до 10 кВ и частотой до 2000 Гц.

Скорость подачи газовой смеси составляла 60 см³·мин⁻¹, время контакта газовой смеси с разрядной зоной 12,5 с. Анализ газообразных продуктов реакции проводился методом газовой хроматографии (ДТП, набивная колонка длиной 3 м, диаметром 3 мм, сорбент Порapak QS, режим изотермический).

В данной работе с целью оптимизации процесса очистки было исследовано влияние удельной мощности разряда на конверсию сероводорода и метана в смесях с различным содержанием сероводорода. Удельную энергию разряда изменяли, варьируя частоту следования импульсов напряжения, его амплитуду, площадь высоковольтного электрода.

За один проход газовой смеси через реактор полное удаление сероводорода достигается при активной мощности БР 7 Вт и начальной концентрации сероводорода 0,5% об. С дальнейшим увеличением концентрации сероводорода в его смеси с метаном снижение активной мощности БР с 7 до 3 Вт приводит к уменьшению его конверсии. С увеличением начальной концентрации сероводорода в метане энергозатраты на удаление сероводорода также снижаются.

Зависимость конверсии сероводорода от удельной энергии разряда имеет вид кривой с насыщением, которая отражает максимальное удаление сероводорода (более 95 % об.) в области высоких значений удельной энергии. Следует отметить, что зависимость энергозатрат на удаление сероводорода от удельной энергии разряда имеет экстремальный вид, где минимальное значение их величины, по-видимому, отвечает термодинамически оптимальным условиям этого процесса в низкотемпературной неравновесной плазме в различных видах разряда [1].

В составе газообразных продуктов реакции обнаружены водород, этан, этилен и пропан. Газообразные меркаптаны (метил-, этилмеркаптан) не обнаружены. Водород является преобладающим продуктом реакции. Его содержание снижается с увеличением удельной энергии разряда. При этом наблюдается незначительный рост содержания этана и пропана, а содержание этилена незначительно снижается. Следует отметить, что конверсия метана с ростом удельной энергии разряда в исследованном диапазоне возрастает с 0,5 до 12 % об.

Таким образом, показано, что в оптимальных условиях удаления сероводорода из смеси с метаном конверсия сероводорода превышает величину 95 % об., конверсия метана не превышает 12 % об. Такие показатели процесса очистки метана от сероводорода в плазме БР позволяют считать его перспективным для дальнейшей технической реализации.

Литература

1. Gutsol K.A. Plasma dissociation of hydrogen sulfide // iDEA: Drexel E-repository and archives. 2012. URL: <http://dspace.library.drexel.edu/handle/1860/4035> (дата обращения: 21.12.2013).
2. Kiss A., Yildirim Ö., Hüser N., Leßmann K., Kenig E. Reactive absorption in chemical process industry: A review on current activities // Chemical engineering journal. – 2012. – №213. – P. 371-391.
3. Mollah M., Schennach R., Patscheider J., Promreuk S., Cocks D. Plasma chemistry as a tool for green chemistry, environmental analysis and waste management // Journal of Hazardous Materials. 2000. – № B79. – P.301–320.

РАЗРАБОТКА НОВЫХ АГЕНТОВ ДЛЯ СШИВКИ ПОЛИОЛЕФИНОВЫХ КАБЕЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИЙ, УСТОЙЧИВЫХ В АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ

Н.О. Кухленкова, А.А. Троян

Научный руководитель доцент В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время для изготовления изоляции кабелей и проводов для геофизических работ и нефтяной промышленности широко применяются сшитые полиолефины. Изменение молекулярной структуры в сшитом полимере определяет высокие технологические и механические характеристики материала, а именно – термическую стойкость, ударную прочность и прочность на разрыв, морозостойкость и стойкость к растрескиванию и т.д.

Одним из методов получения сшитых полиолефинов является метод силанольной сшивки. В качестве сшивающих агентов используют полифункциональные кремнийорганические соединения – силаны. Наличие в структуре кремнийфункциональных групп придает сшитым полимерам особые физико-химические свойства: устойчивость к повышенным температурам и УФ-излучению, коррозионно-химическую стойкость, низкое влагопоглощение. Варьирование структуры и расширение номенклатуры силанольных сшивающих агентов приводит к увеличению возможностей целенаправленной модификации и изменения надмолекулярной структуры образующихся композиций. Данное направление исследований представляется перспективным для производства сшитых полиолефинов и их сополимеров [1, 2].

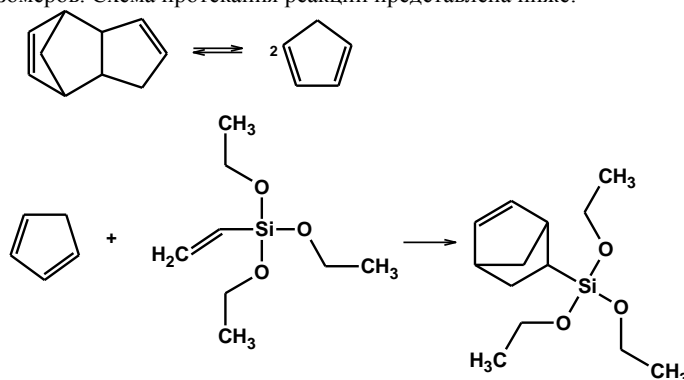
Целью данной работы являлась разработка новых сшивающих агентов на основе винилтриэтоксисилана (ВТЭС) и дициклопентадиена (ДЦПД).

Дициклопентадиен и структурно подобные соединения, типа норборненов и норборнадиенов, являются новыми объектами для получения полимерных материалов с уникальными свойствами, что связано с присутствием в структуре этого ряда мономеров напряженных циклических фрагментов с неопределенными связями [3]. Получение сшивающих агентов на основе цикло- и дициклопентадиена и их кремнийорганических

производных может привести к созданию конструкционных и изоляционных материалов, обладающих комплексом полезных характеристик.

Синтез кремнийорганического производного норборнена проводили в стеклянных ампулах при температуре 210 °С и различной продолжительности реакции. Соотношение исходных компонентов ДЦПД и ВТЭС составляло 1 : 2 (моль). Анализ полученных продуктов осуществляли с помощью ЯМР ¹Н-спектроскопии на ЯМР–Фурье-спектрометре «AVANCE AV 3000» («Bruker») и хроматомасс-спектрометрии с ионизацией электронным ударом при помощи газового хроматографа с масс-селективным детектором, капиллярной колонкой HP-INNOWAX (полярная полиэтиленгликолевая фаза).

Взаимодействие ДЦПД с ВТЭС протекает через стадию деполимеризации ДЦПД с образованием цикlopentадиена (ЦПД), который в свою очередь вступает в реакцию циклоприсоединения с ВТЭС. Продуктами такого присоединения, вероятно, являются циклические и бициклические производные. В качестве основного аддукта реакции выступает бицикло[2.2.1]гепт-5-ен-2-ил(триэтокси)силан, который может быть представлен в качестве экзо- и эндо-изомеров. Схема протекания реакции представлена ниже:



По данным ГХМС суммарная концентрация экзо- и эндо-аддуктов при продолжительности реакции 12 часов достигает 55 %, при дальнейшем увеличении времени реакции концентрации этих продуктов изменяются незначительно (рис. 1). Концентрация исходных веществ ДЦПД и ВТЭС с увеличением продолжительности уменьшается пропорционально концентрации образовавшихся аддуктов (рис. 2).

На рис. 3 представлен ЯМР ¹Н-спектр реакционной массы полученной при продолжительности 16 часов. Сигналы ненасыщенных связей наблюдаются в области 5–6 м.д., сигнал в области 6,0–6,1 м.д. относится к протонам норборненовых двойных связей аддукта (6 и 7, рис. 3). Сигналы в области 3,2–3,8 и 1,0–1,2 м.д. относятся к протонам этоксильных групп (10, 13, 16 и 11, 14, 17, рис. 3). Группы сигналов в области 0,46–0,5 м.д. соответствуют метиновым протонам норборненового цикла, соседствующим с триэтоксисиланольной группой (1, рис. 3).

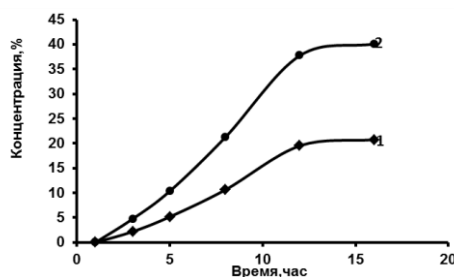


Рис. 1 Зависимость концентрации (2R)-бицикло[2,2,1]гепт-5-ен-2-ил(триэтокси)силана (1) и (2S)-бицикло[2,2,1]гепт-5-ен-2-ил(триэтокси)силана (2) от продолжительности реакции

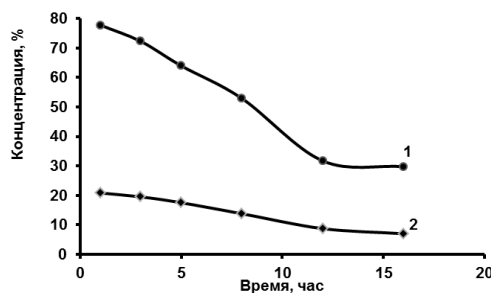


Рис. 2 Зависимость концентрации ДЦПД (1) и ВТЭС (2) от продолжительности реакции

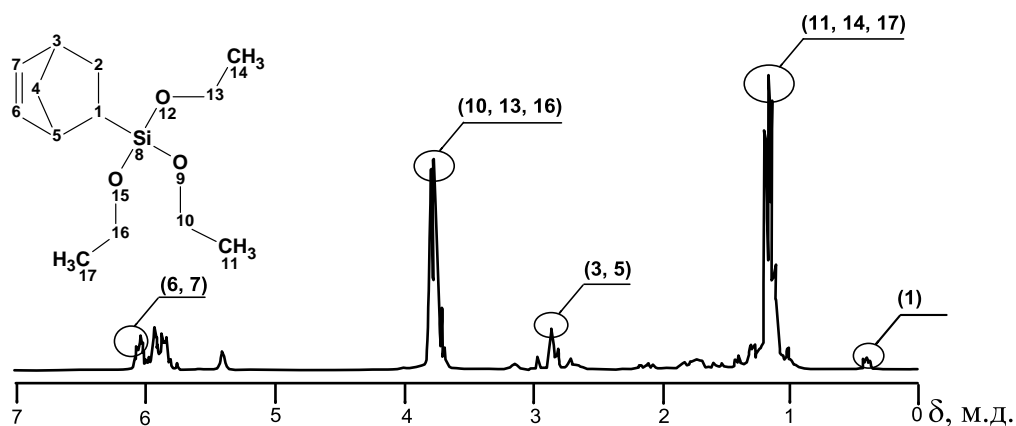


Рис. 3 ЯМР ^1H -спектр аддукта, полученного при взаимодействии ДЦПД и ВТЭС

Таким образом, исследовано взаимодействие дициклопентадиена с винилтриэтоксисилоном. С помощью хроматографии и ЯМР ^1H -спектроскопии установлено, что основными продуктами реакции являются экзо- и эндо-изомеры бицикло[2,2,1]гепт-5-ен-2-ил(триэтоксисилана). Суммарный выход продуктов полученных при продолжительности реакции 12 часов составляет 55 %.

Наличие в структуре бицикло[2,2,1]гепт-5-ен-2-ил(триэтоксисилана) кремнийфункциональных и органофункциональных циклических групп делает его перспективным сшивающим агентом для получения полиолефинов с объемной (каркасной) надмолекулярной структурой, устойчивой к агрессивным средам.

Литература

1. Калинин М.К. и др. О применении силанольносшиваемого полиэтилена для изоляции силовых кабелей среднего напряжения // Кабели и провода. – М., 2013. – № 2 (339). – С. 14 – 19.
2. Кикель В.А. Производство труб из сшитого полиэтилена с повышенной долговечностью при высоких температурах эксплуатации. // Дис. ... канд. техн. наук. – М., 2006. – 144 с.
3. Ляпков А.А. и др. Исследование полимеризации дициклопентадиена в присутствии каталитических систем на основе TiCl_4 // Известия ТПУ. – Томск, 2013. – № 3. – С. 105 – 112.

SUSFACE INVESTIGATIONS OF INTERMETALLIC INPD UNDER METHANOL STEAM REFORMING CONDITIONS

M. Neumann^a, W. Reschtilowski^b, A. Knop-Gericke^c,
D. Teschner^c, P. Wochner^d, M. Armbrüster^a

^a Max-Planck-Institut für Chemische Physik fester Stoffe, Dresden

^b Professur für Technische Chemie, Technische Universität Dresden, Dresden

^c Anorganische Chemie, Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft, Berlin

^d Max-Planck-Institut für Intelligente Systeme, Stuttgart

Introduction

The surface of heterogeneous catalysts is the key factor influencing the selectivity and activity in many chemical reactions. It is therefore of big importance to investigate changes occurring in the near surface region *in situ*. This work is dealing with InPd and its behavior under methanol steam reforming (MSR) conditions. To investigate these changes *in situ* surface sensitive x-ray diffraction (GIXRD)^[1] and x-ray photoelectron spectroscopy (XPS)^[2] measurements are performed. Both methods complement the understanding of the surface of a material. Whereas XPS has its benefits in the discrimination of the different oxidation states of an element, it is possible to differentiate the respective intermetallic compounds by GIXRD measurements.^[3]

Experimental

InPd bulk samples were synthesized by melting of elemental indium (99,999%, ChemPur, granules) and palladium (99,95%, ChemPur, 1-3 mm shots) in a high frequency furnace at approximately 1050°C. The obtained ingots were annealed at 800°C for 12 days and quenched in water afterwards. One part of the ingots was cut into slices and polished thoroughly for grazing incident angle x-ray diffraction (GIXRD) measurements at the MPI-IS Beamline at ANKA. Measurements were performed in an *in situ* XRD-900 measurement cell from AntonPaar. Diffractograms were detected with a PILATUS[®] plate detector from Dectris at incident angles of 0.2, 0.4, 3 and 10 ° in the range of 20 to 90 °.

For the XPS measurements the other part of the ingots were crushed into powder and pressed to a pill again afterwards. The *in situ* experiments were performed at the ISSS Beamline at Bessy II at near ambient pressure conditions.

Results

GIXRD measurements at an incident angle of 0.2° are revealing information on the crystalline species in approximately 30 nm information depth. Under direct oxidative treatment at 500°C InPd is decomposing into In_2O_3 and In_3Pd_5 . Nevertheless under MSR conditions at 350°C the intermetallic compound is stable and shows no reflexions of In_2O_3 or other decomposition products in the most surface sensitive GIXRD measurement. In the measured XPS spectra also no signals for oxidized indium or palladium species are arising under reactive conditions proving the stability of InPd.

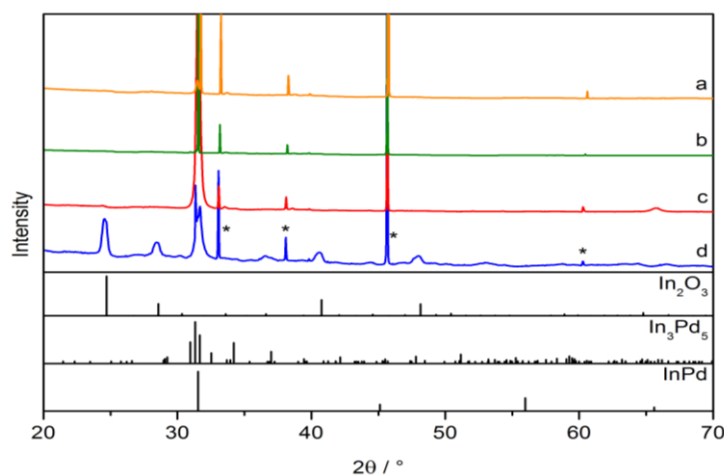


Fig. 1 GIXRD (incident angle = 0.2°) of InPd samples under *in situ* conditions, a) $\text{In}_{52}\text{Pd}_{48}$ as prepared; b) $\text{In}_{52}\text{Pd}_{48}$ 350°C , MSR conditions; c) $\text{In}_{50}\text{Pd}_{50}$ as prepared; d) $\text{In}_{50}\text{Pd}_{50}$, 500°C , oxidation, * instrumental peaks

Literature

1. M. Birkholz, Thin Film Analysis by X-ray Scattering, Wiley-VCH, Weinheim (2006).
2. Knop-Gericke, E. Kleimenov, M. Hävecker, R. Blume, D. Teschner, S. Zafeiratos, R. Schlögl, V.I. Bukhtiyarov, V.V. Kaichev, A.I. Prosvirin, A.I. Nizovskii, H. Bluhm, A. Barinov, P. Dudin, M. Kiskinova, Advances in Catalysis 52 (2009) 213.
3. S.J. Kerber, T.L. Barr, G.P. Mann, W.A. Brantley, E. Papzoglou, J.C. Mitchell, Journal of Materials Engineering and Performance 7 (1998) 329.

DURABILITY IMPROVEMENT OF ETH-CATALYST H-ZSM-5 BY ACID TREATMENT

M. Seifert, D. Däumer, W. Reschetilowski
 University of Technology Dresden, Germany

Introduction

H-ZSM-5 zeolite is considered as the favored base material for conversion processes from ethanol to hydrocarbons (ETH). Unfortunately, longtime stability of product selectivity is not achieved yet. Selectivity shifts towards less desired ethylene after a few hours under reaction conditions.

Experimental Section

A commercial H-ZSM-5 from ALSI-PENTA (SH-27) showing a molar Si/Al ratio of 12 was used. The catalytic testing was carried out in a steel tubular reactor with nitrogen as a carrier gas ($\text{WHSV} = 5 \text{ h}^{-1}$). For each run the reaction temperature at 350°C and 500 mg dry mass of catalyst sample were used.

The following methods were employed for product analysis and characterizations:

(i) *Temperature-programmed Ammonia Desorption (TPAD)* at ambient and partially in vacuo coupled with *Infrared-Spectroscopy (IR)* served to estimate the total acidity, acid strength distribution and Brönsted to Lewis ratio of the samples. (ii) *IR, X-Ray Diffraction (XRD)* measurements and *Atomic Absorption Spectroscopy (AAS)* were used to ensure structural integrity and to determine the elementary composition. (iii) Further insights were gained by quantum chemical modeling on DFT(M06-L/6-31G(d)) as level of theory and *Thermogravimetric Analysis (TGA)* during catalyst regeneration.

Results and Discussion

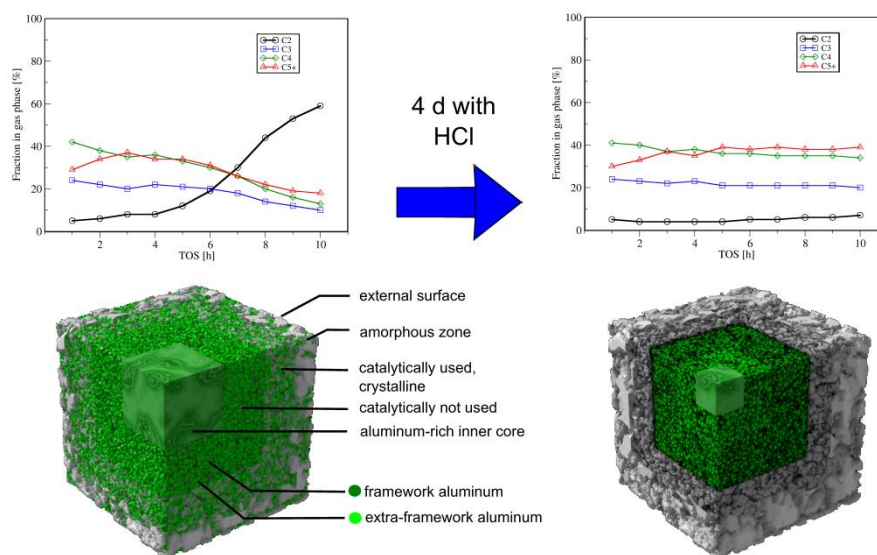
The aim of this work is not to prevent coking processes at all, but to restrict deactivation to the formation of less severe coke. [1] Only cheap, nonpolluting agents such as citric acid, tartaric acid, EDTA, hydrochloric acid or sulfuric acid are used to achieve dramatic durability improvements.

Extra-framework species (EFSPE) are considered as active dehydration sites for initial ethanol dehydration. Their impact can be influenced by post-synthesis treatments to mobilize, extract and reorganize them inside the pore-channels of microporous H-ZSM-5, which leads to a different ethene supply at the local, strong acidic build-up sites and to different preferences of simultaneous coking routes. In response to specific extraction depths through catalyst crystallites by different chelating agents, a modified ethene supply in the active layer of the crystallites and an increased accessibility of build-up sites cause different durability changes.

TPAD, XRD and AAS do not show significant changes in bulk properties. Therefore, TPAD-IR and a simple cube model were used to estimate the Brønsted to Lewis ratios as well as penetration depths of extraction solutions by their aluminum content after treatment. Total amounts of deposits by TGA and the methods mentioned above are well correlated to durability changes.

Use of mineral acids such as 0.5 M hydrochloric acid for 4 days leads to deeper extraction, higher Si/Al ratio, increased longtime stability and plausible decrease of build-up site density beside EFSPE extraction, rationalized by TPAD-IR and cube model. Quantum chemistry supports the thesis of EFSPE extraction.

Fig 1: Gas phase product distribution (up) and cube model (down) of sample before (left) and after treatment with 0.5 M hydrochloric acid for 4 d at 90 °C (right).



References

1. D. Däumer, K. Räuchle, W. Reschetilowski // ChemCatChem. –2012. – V. 4., pp. 802-814.

ЭПОКСИДИРОВАНИЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ НА ОСНОВЕ АЛИФАТИЧЕСКОЙ C₅ И ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

К.С. Старцева, И.В. Петрова

Научный руководитель доцент, Л.И. Бондалетова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время разработка и внедрение новых видов смол, и прежде всего, модифицированных, является одним из перспективных направлений утилизации отходов и побочных продуктов нефтехимических производств. Побочные продукты содержат 30–50 % непредельных соединений, поэтому перспективной переработкой их является полимеризация с образованием нефтеполимерных смол.

Чаще всего нефтеполимерные смолы используются как компоненты лакокрасочных покрытий, а также как адгезионные агенты в клеях для самоклеящихся материалов, в качестве основы в клеях-расплавах и для улучшения свойств битумов.

Ограниченность разнообразия и плохая совместимость НПССо многими, как правило полярными веществами, обусловлена отсутствием функциональных групп в их структуре, в связи с чем возникают определенные проблемы при получении композиционных материалов на основе НПСС.

Введение функциональных групп можно осуществлять двумя способами: модификацией как исходного сырья (смешивая полимеризуемую основу с другими мономерами), так и собственно нефтеполимерных смол (обрабатывая сырье химическими реагентами), или добавляя различные углеводородные компоненты (ПАВы, пластификаторы, совмещающие добавки или компатибилизаторы).

Наиболее распространенным методом функционализации собственно НПСС являются окисление, в частности, эпексидирование пероксидными соединениями.

От эпоксидной группы зависят основные свойства смолы, поэтому удельная доля эпоксидных групп в молекуле служит основной характеристикой олигомера.

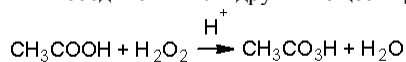
Процессы введения эпоксидных групп в НПС еще недостаточно полно изучены для принятия технологических решений. В научно-технической литературе приведены различные способы введения эпоксидных групп. Существует технология эпоксидирования непредельных соединений гидропероксидом этилбензола в присутствии молибденсодержащих катализаторов с селективностью по эпоксидной группе порядка 95 % [4]. Невысокие технологические характеристики процесса, связанные с нестабильностью катализатора в условиях высоких температур, являются недостатком данного метода. Авторы [2] показали возможность получения НПС с содержанием эпоксидных групп около 8% при окислении НПС надуксусной кислотой. Введение эпоксидных групп в НПС на стадии синтеза осуществляется при использовании пероксидных иницилирующих систем с концевыми эпоксидными группами [1].

В основном все работы посвящены эпоксидированию самих смол. Авторы для своих исследований используют смолу на основе одной фракции – C₉, состоящую из ароматических углеводородов и имеющую предел выкипания 190 °С. Но, как известно, состав фракции оказывает существенное влияние на свойства получаемых нефтеполимерных смол, поэтому целью данной работы является исследованиемодификации НПС на основе фракции C₅ и широкой фракции C₅₋₉ путем окисления надуксусной кислотой.

Изучение процесса эпоксидирования НПС системами на основе пероксида водорода и уксусной кислоты позволит разработать простую технологию получения НПС с высоким содержанием эпоксидных групп.

В качестве объектов исследования выбраны нефтеполимерные смолы на основе фракции C₅ с температурой выкипания от 60 °С до 130 °С (НПС_{C5}) и фракции C₅₋₉ с температурой выкипания 130 – 190 °С (НПС_{C5-9}). Смолы получены полимеризацией с использованием каталитических систем тетрахлорид титана – алюминийорганическое соединение. Деактивация катализатора осуществлялась водным раствором щелочи NaOH.

Эпоксидирование проводили окислительной системой, содержащей пероксид водорода (ГОСТ Р 50632-93) и уксусную кислоту (ГОСТ 61-75) в соотношении 1:1 по методу Прилежаева. Окисление по этому методу имеет ряд существенных преимуществ по сравнению с другими методами окисления по двойной связи. Реакцию можно проводить с очень высокими выходами в мягких температурных условиях, в среде самых разнообразных растворителей, и легко контролировать по расходу надкислот. В зависимости от условий, строения ненасыщенного соединения и окислителя реакция приводит к получению разнообразных оксиранов (собственно реакция эпоксидирования), либо продуктов их превращения (реакция гидроксирования), карбонильных соединений или других веществ [5].



Модификацию нефтеполимерных смол проводили окислением 30 % растворов смолы в толуоле окислительной системой, вносимой дозировано при температуре 50–55 °С в присутствии H₂SO₄. Далее температуру повышали до 75 °С, процесс вели в течение трех часов с отбором проб через 30 минут.

По окончании реакции осуществляли многократную промывку реакционной массы водой до нейтральной среды (рН 7), отделение органического слоя (НПС) от водного, удаление растворителя на ротормном испарителе Heidolph.

Таблица

Зависимость показателей от доли окислительной системы к НПС и от времени

	Время, ч	Окислитель : НПС _{C5}					Окислитель : НПС _{C5-9}				
		0:1	0,1:1	0,25:1	0,5:1	0,75:1	0:1	0,1:1	0,25:1	0,5:1	0,75:1
Кислотное число, мг/г	0,5	0,7	1,6	1,9	2,2	2,0	0,6	7,1	11,6	10,3	7,1
	1,0		1,8	2,4	3,3	3,1		7,4	14,1	17,1	9,3
	1,5		2,2	2,4	6,0	5,9		7,7	14,3	17,3	11,0
	2,0		2,4	3,3	6,3	6,0		8,5	14,3	18,1	13,7
	3,0		2,4	3,7	6,2	6,3		11,3	14,6	14,5	13,7
Бромное число, г/100г	0,5	27,2	22,0	18,2	16,4	16,9	19,0	18,9	7,9	18,6	19,0
	1,0		20,8	17,6	16,2	15,3		17,2	6,1	18,5	18,7
	1,5		19,3	16,4	15,2	14,8		16,9	5,4	18,3	18,7
	2,0		17,7	15,2	17,8	14,3		15,6	4,4	16,8	18,6
	3,0		17,5	14,8	13,0	13,3		10,6	2,6	9,6	18,6
Эпоксидное число, %	0,5	0,7	0,8	1,5	2,5	2,4	0,4	0,9	0,7	1,0	0,9
	1,0		0,2	3,3	6,2	4,7		1,3	0,7	1,6	0,9
	1,5		1,6	4,8	7,9	8,7		0,9	1,2	1,7	1,3
	2,0		1,8	4,8	8,9	8,9		2,1	2,2	2,1	1,7
	3,0		2,2	5,0	8,8	8,8		2,9	2,9	2,1	2,2

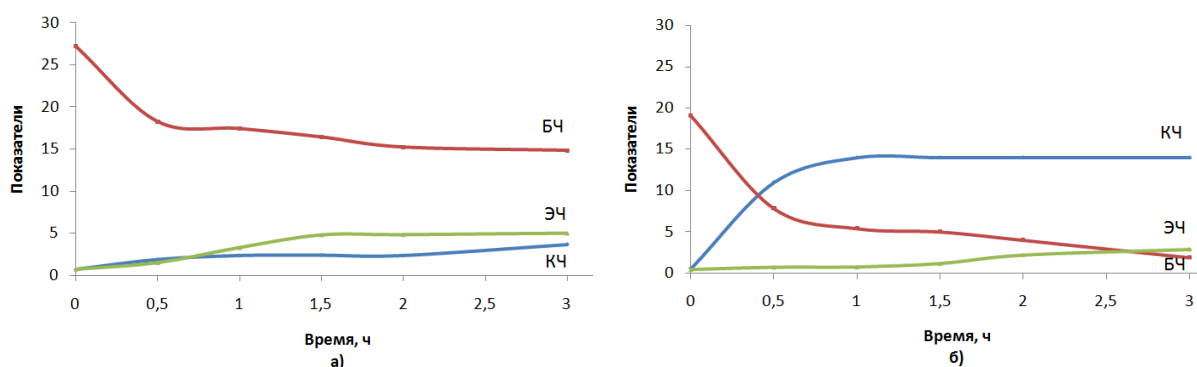


Рис. Зависимость показателей кислотного, бромного и эпоксидного чисел от времени проведения процесса при соотношении окислительной системы к НПС 0,25:1 (а – НПС_{C5}, б – НПС_{C5,9})

Модифицированные нефтеполимерные смолы исследовали стандартными методами. Определяли кислотное, бромное и эпоксидное числа. Кислотное число характеризует количество свободных карбоновых кислот, определяют титрованием навески вещества спиртовым раствором гидроксида калия. Бромное число определяет содержание в соединении непредельных связей [3]. Эпоксидное число характеризует содержание α -эпоксидных групп (этиленоксидных, пропиленоксидных или глицидиловых).

Очень важным технологическим параметром является соотношение окислителя и реагента. В исследовании зависимости свойств эпоксицированной смолы от содержания надуксусной кислоты соотношение «окислитель : НПС» составляет 0,1:1; 0,25:1; 0,5:1; 0,75:1 соответственно. Зависимости кислотного, бромного и эпоксидного чисел от соотношения окислительной системы к нефтеполимерной смоле в зависимости от времени процесса представлены в таблице.

Полученные данные показывают изменение показателей при эпоксицировании: кислотное и эпоксидное числа увеличиваются, а бромное уменьшается. На изменение показателей оказывает влияние количество используемого окислителя и продолжительность реакции окисления. Замечено, что спустя 90 минут показатели практически не изменяются. Уменьшение бромных чисел доказывает протекание процесса по двойным связям. Максимальное эпоксидное число при эпоксицировании НПС_{C5} получено при содержании окислителя в интервале 0,5-0,75 : 1, а в случае модификации НПС_{C5,9} – в интервале 0,1-0,25 : 1.

Литература

1. Братичак М.М., Гагін М.Б., Гринишин О.Б., Гевусь О.І. Синтез нафтополімерних смолз эпоксидними групами в присутності 1,2-эпокси-3-трет-бутилпероксипропану//Док. Нац. АН України. – 2002. – № 9. – С. 141–143.
2. Гринишин В., Братичак М., Криницький В., Дончак В. Petroleum resins for bitumens modification. // Chemistry & Chemical Tehnology. – 2008. – № 1. – С. 48-53.
3. Одабашян Г.В. Лабораторный практикум по химии и технологии основного органического и нефтехимического синтеза. Учебное пособие для вузов. – М.: Химия, 1982. – 240с.
4. Пат. № 2263671 Россия. Способ эпоксицирования олефинов / Батыршин Н.Н. и др. Заявл. 29.06.2004; Опубл. 10.11.2005.
5. Прилежаева Е.И. Реакция Прилежаева. Электрофильное окисление. – М.: Наука, 1974. – 333 с.

АРОМАТИЗАЦИЯ МЕТАНА В НЕОКИСЛИТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ НА MO/ZSM-5 КАТАЛИЗАТОРАХ

А.А. Степанов¹, Л.Л. Коробицына²

Научный руководитель, профессор А.В. Восмериков²

¹ *Национальный исследовательский Томский государственный университет», Томск, Россия*

² *Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, Томск, Россия*

Процесс прямой неокислительной конверсия метана в ароматические углеводороды представляет значительный интерес, как способ утилизации природного и попутного нефтяных газов. Наиболее высокую каталитическую активность в данном процессе проявляют Mo/ZSM-5 катализаторы [1-3]. Природа цеолита, используемого в качестве носителя для приготовления Mo/ZSM-5 катализатора, содержание модифицирующего элемента и способ приготовления катализатора являются основными факторами, определяющими его активность и селективность в данном процессе.

Целью настоящей работы явилось исследование влияния способа получения цеолита структурного типа ZSM-5, используемого в качестве носителя для приготовления Mo-содержащего цеолитного катализатора, на его физико-химические и каталитические свойства в процессе неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды. Высококремнеземные цеолиты для приготовления 4,0 % Mo/ZSM-5 катализаторов были получены методом гидротермальной кристаллизации щелочных алюмокремнегелей с использованием в качестве структурообразующей добавки гексаметилендиамина (ГМДА), бикарбоната аммония (БКА) и полиэтиленполиамина (ПЭПА). ИК-спектры синтезированных цеолитов снимали на ИК-фурье спектрометре

«Nicolet 5700» в области 2000-400 см⁻¹. Электронно-микроскопические исследования морфологии кристаллов цеолитов проводили с помощью растрового электронного сканирующего микроскопа LEO-1420. Кислотные характеристики образцов цеолита исследовали методом термопрограммированной десорбции (ТПД) аммиака, позволяющим определять распределение кислотных центров по силе и их концентрацию.

Несмотря на то, что условия синтеза и структурообразующие добавки, используемые при синтезе, были различны, все полученные образцы цеолитов по данным ИК-спектроскопии относятся к типу ZSM-5. Показано, что цеолит, полученный с использованием гексаметилендиамина, имеет более высокую степень кристалличности по сравнению с образцами, полученными с бикарбонатом аммония и полиэтиленполиамином. Характеристика полученных цеолитов представлена в таблице.

Таблица

Характеристики H-форм цеолитов, полученных с использованием различных структурообразователей

Наименование темплата	ГМДА	БКА	ПЭПА
Химический состав, %			
Na ₂ O	0,01	0,05	0,05
Al ₂ O ₃	4,3	4,8	4,3
SiO ₂	93,1	91,8	94,6
Удельная поверхность, м ² /г	450	423	394
Объем пор, см ³ /г	0,182	0,164	0,166
Средний радиус пор, Å	12,6	11,4	12,5
Статическая емкость, см ³ /г			
по воде	0,07	0,08	0,07
по бензолу	0,17	0,15	0,15
по гептану	0,21	0,20	0,19

Как видно из приведенных данных, цеолит, синтезированный с ГМДА, имеет более высокую удельную поверхность и объем пор по сравнению с цеолитами, синтезированными с БКА и ПЭПА. Содержание натрия в этом цеолите имеет минимальное значение.

Исследования кислотных характеристик цеолитов, синтезированных с различными структурообразователями показали наличие двух типов кислотных центров на их поверхности, сила и концентрация зависят от типа структурообразователя. Образец, синтезированный с ГМДА, характеризуется более низкой силой и концентрацией кислотных центров по сравнению с цеолитами, синтезированными с БКА и ПЭПА. Наиболее высокую силу и концентрацию высокотемпературных центров, которые обычно относят к брэнстедовским кислотным центрам, имеет цеолит, синтезированный с БКА: концентрация его сильных кислотных центров составляет 469 мкмоль/г, что значительно выше, чем для образцов, синтезированных с ГМДА (264 мкмоль/г), и ПЭПА (236 мкмоль/г). Таким образом, различия в кислотных характеристиках цеолитов, обусловлены природой структурообразующей добавки, которая влияет на характер гидролиза источника алюминия и определяет состояние и распределение атомов алюминия в каркасе цеолита. От состояния и распределения атомов алюминия в каркасе цеолита зависят его кислотные и каталитические свойства.

Электронно-микроскопические снимки образцов цеолитов представлены на рисунке 1. Из приведенных данных видно, что форма и размер образующихся кристаллов заметно отличаются и зависят от условий синтеза и природы структурообразующей добавки. Так, частицы цеолита, полученные с использованием ГМДА, довольно

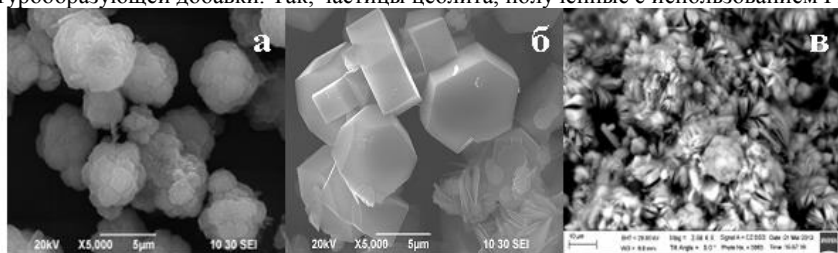


Рис. 1 Электронно-микроскопические снимки образцов цеолитов синтезированных с различными темплатами: а-ГМДА; б-БКА; в-ПЭПА

однородны по своему составу и имеют вид поликристаллических сфероидов с размерами от 3 до 8 мкм. При использовании в качестве структурообразующей добавки бикарбоната аммония наблюдается образование изолированных хорошо ограниченных кристаллов в форме гексагональной призмы с размерами граней 3x4x5 мкм, а также присутствует небольшое количество пластинчатых кристаллов в виде гексагональных призм с высотой 0.1÷0.2 мкм. Кристаллы цеолита, полученные с использованием ПЭПА неоднородны по своему составу и имеют меньшие размеры по сравнению с размерами кристаллов цеолитов, полученных с использованием ГМДА и БКА. Таким образом, показано, что структурообразователь, используемый при синтезе цеолитов оказывает существенное влияние как на их кислотные характеристики, так и на размеры и морфологию их кристаллов.

Результаты каталитических испытаний образцов 4,0 % Mo/ZSM-5 представлены на рисунке 2. Видно, что природа структурообразующей добавки, используемой при синтезе цеолита, оказывают существенное влияние на степень превращения метана и время стабильной работы катализатора.

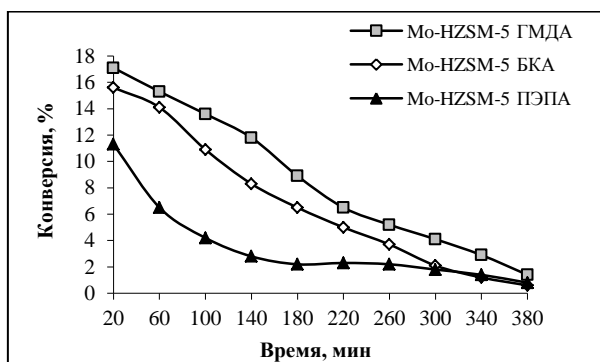


Рис. 2 Конверсия метана на 4,0% Mo/ZSM-5 катализаторе на основе цеолита полученного с использованием различных структурообразующих добавок

цеолита. Основными продуктами являются этан и этилен, суммарный выход которых не превышает 1,2 %. Концентрация газообразных продуктов постепенно повышается по мере протекания процесса, а затем снижается к концу процесса. Максимальный выход газообразных продуктов наблюдается для Mo/ВКЦ катализатора, полученного на основе ВКЦ (БКА). Анализ жидких продуктов конверсии метана показал, что в их составе содержатся ароматические углеводороды, преимущественно, бензол и нафталин, причем доля бензола превышает количество нафталина. Соотношение бензол/нафталин изменяется со временем реакции в широких пределах, однако, в большинстве случаев, оно близко к 2. Наибольшее количество нафталина образуется на катализаторе Mo/ВКЦ ГМДА и по мере протекания процесса выход нафталина снижается, причем наиболее заметно это происходит на образце Mo/ВКЦ ПЭПА.

Таким образом, Mo-содержащие катализаторы, приготовленные на основе цеолитов, синтезированных с использованием различных структурообразующих добавок, различаются по своим физико-химическим и каталитическим свойствам в процессе неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды, что обусловлено локальными неоднородностями в распределении алюминия в алюмосиликатном кристаллическом каркасе и различной кислотностью каталитических систем.

Работа выполнена при поддержке Программы Президиума РАН (проект № 24.44).

Литература

1. Osawa T., Nakano I., Takayasu O. Dehydrogenation of methane over Mo/ZSM-5. Effects of additives in the methane stream // Catal. Lett. 2003. Vol.86. P. 57
2. Song Y., Sun C., Shen W., Lin L. Hydrothermal post-synthesis of HZSM-5 zeolite to enhance the coke-resistance of Mo/HZSM-5 catalyst for methane dehydroaromatization // Catal. Lett. 2006. Vol.109. P. 21
3. Xu Y., Lin. Recent advances in methane dehydro-aromatization over transition metal ion-modified zeolite catalysts under non-oxidative conditions // Appl.Catal.A.General. 1999. V. 188. P.53.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ

Та Куанг Кыонг, Д.А. Русаков

Научный руководитель доцент А.А. Ляпков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение производства этилена и пропилена, наблюдаемое в последние годы, привело к значительному возрастанию количества циклопентадиена (ЦПД) и его димера – дициклопентадиена (ДЦПД), образующихся в качестве побочных продуктов на установках пиролиза нефтяного сырья. Фракции C₅ и C₉ пиролиза содержат в своем составе до 15–45% ЦПД и ДЦПД. Не меньшее количество ЦПД содержится в аналогичном коксохимическом сырье. В настоящее время ЦПД и ДЦПД в России используются лишь в незначительной степени для производства этиленпропилен-диеновых каучуков, адамантана, металлоценов, пестицидов и инсектицидов, нефтеполимерных смол, полиэфирных олигомеров [1].

Открытие реакции метатезиса является одним из значимых событий химии XX века. Частным случаем реакции метатезиса является ROMP-полимеризация – метатезисная полимеризация с раскрытием цикла под действием рутениевых катализаторов Граббса [2]. Реакция протекает в результате обмена циклической олефиновой связи с карбеновой связью катализатора. При этом «новый» олефин, который создается в результате метатезиса, остается прикрепленным к катализатору как часть растущей полимерной цепи.

Полимеризация дициклопентадиена является одним из хорошо известных примеров реакции метатезиса с раскрытием цикла. Дициклопентадиен является привлекательным мономером для производства полимеров, поскольку он является отходом нефтепереработки, а образующиеся полимерные продукты обладают хорошими физико-механическими показателями, устойчивостью к низким и высоким температурам, стабильностью к кислороду воздуха [3, 4].

Данная работа посвящена исследованию зависимости физико-механических показателей полидициклопентадиена от температуры полимеризации. Методика эксперимента заключалась в следующем: Берут 300г мономера (чистый ДЦПД) и добавляем катализатор Граббса второго поколения (концентрация 0,01г/мл в толуоле) в соотношении 1:15000. Смесь механически перемешивают и заливают в алюминиевую форму. С помощью термостата, устанавливают разные температуры верхней и нижней частей формы.

Процесс полимеризации проводят по трем различным температурным режимам. Кроме этого, верхняя плита полимеризационной формы всегда нагревалась на 20 градусов меньше нижней. Использовались следующие полимеризационные режимы – 80/100, 100/120, 120/140. После чего из полученных плит полимеры, путем механической обработки получались образцы для проведения физико-механических испытаний. Проводились испытания для определения максимальной нагрузки на изгиб, модуля упругости на изгиб, максимальной нагрузки на разрыв и модуля упругости на разрыв. Образцы и испытания проводились в соответствии с ГОСТами. Полученные результаты представлены на графиках ниже.

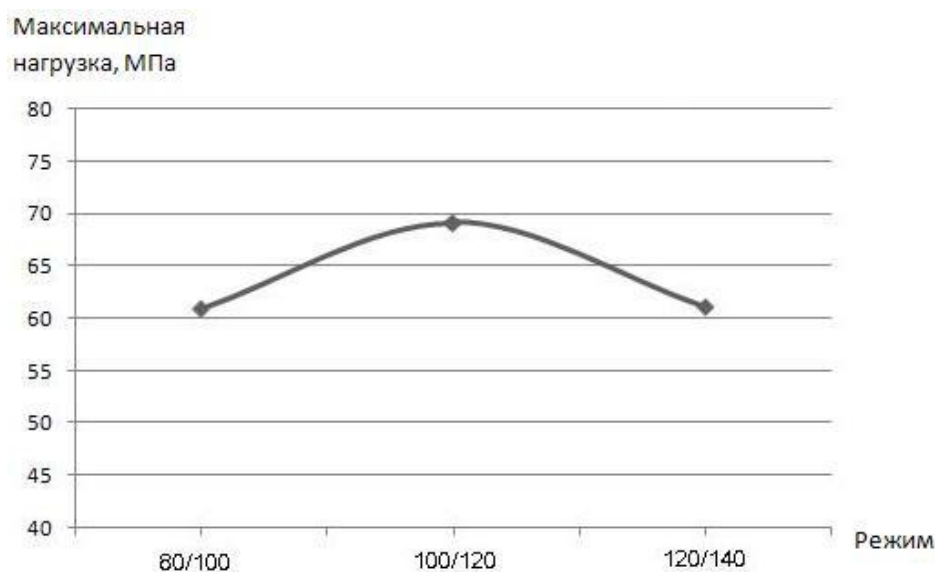


Рис.1 Температурные режимы. Зависимость максимальной нагрузки от температуры при изгибе

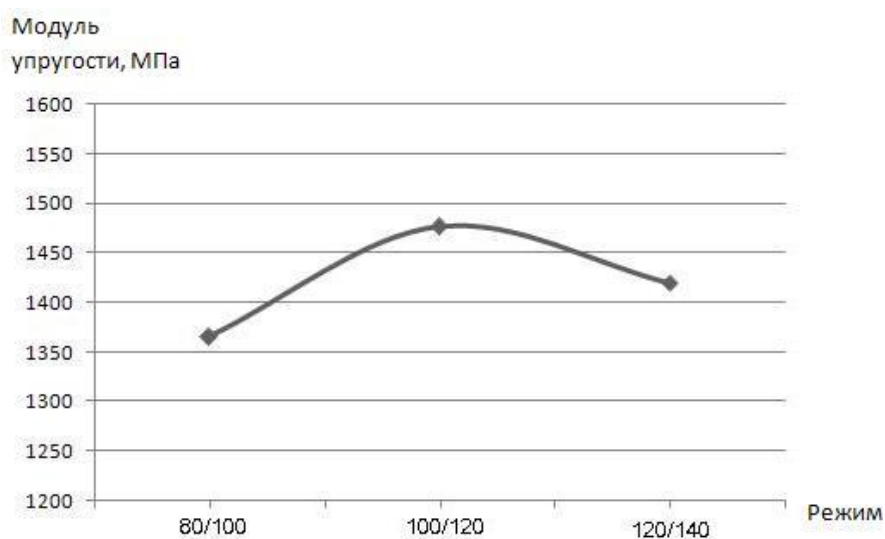


Рис.2 Зависимость модуля упругости от температуры при изгибе

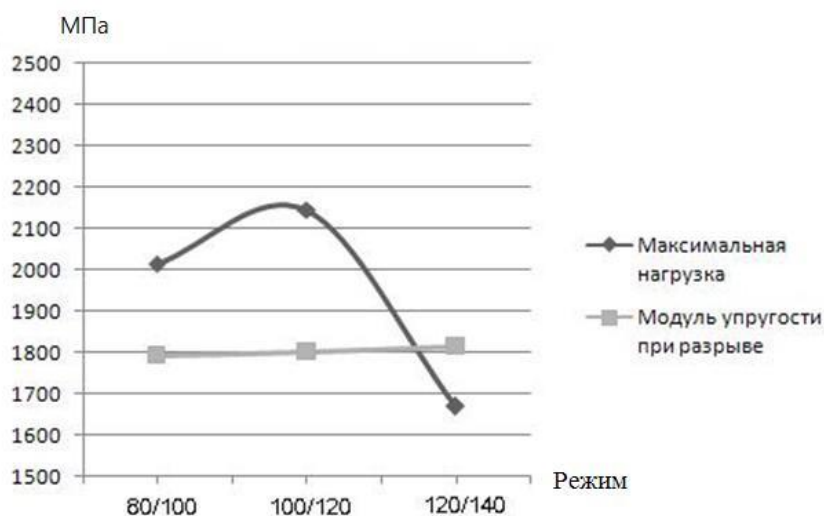


Рис. 3 Зависимость максимальной нагрузки и модуля упругости от температуры при разрыве

Из графиков можно сделать вывод, что оптимальным температурным режимом для полимеризации дициклопентациена является режим 100/120 так как он позволяет получить образцы из ПДЦПД с самыми высокими показателями не только на изгибе, но и на растяжении.

Литература

1. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
2. France M.B., Uffelman E.S. Ring-Opening Metathesis Polymerization with a Well-Defined Ruthenium Carbene Complex. // J. Chem. Educ. – 1999. – V. 76. – № 5. – PP. 661–665.
3. Mol J.C. Industrial applications of olefin metathesis. // J. Mol. Catal. A. Chemical. – 2004. – V. 213. – PP. 39–45.
4. Vervacke D. An introduction to PDCPD. – Waarschoot: Product Rescue, 2008. – 129 p.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МОДИФИЦИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ БИНАРНЫХ СИСТЕМ ОКСИДОВ Sn(III) И V(III) НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ КОНВЕРСИИ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ КОМПОНЕНТЫ

А.И. Татаркина, И.С. Хомяков

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев, доцент Т.Н. Волгина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с интенсивным освоением нефтяных и газоконденсатных месторождений в настоящее время является актуальным создание и разработка высокоэффективных процессов глубокой переработки сырья.

Основным промышленным процессом получения высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов является риформинг и его разновидности [1, 2]. Процесс осуществляется при 450-500 °С в среде водородсодержащего газа. Катализаторы риформинга весьма чувствительны к серо- и азотсодержащим соединениям сырья, в связи с чем необходимо проводить предварительную глубокую гидроочистку сырья. Получаемые бензиновые фракции содержат 50-70 % ароматических углеводородов из них на долю бензола приходится от 7 до 15 %, что значительно превышает максимальные значения, предъявляемые к бензинам марки Евро-4 и Евро-5. Для реализации процессов по производству высокооктановых бензинов с низким содержанием ароматических углеводородов наиболее приемлем процесс «Цеоформинг» [3], где в качестве катализатора используют высококремнеземные цеолиты (ВКЦ) типа ZSM, которые благодаря своей уникальной микропористой структуре и молекулярно-ситовым свойствам проявляют высокую активность и селективность в реакциях дегидрирования, крекинга, изомеризации, олигомеризации и дегидроциклизации различных углеводородов и являются устойчивыми к действию каталитических ядов.

В настоящей работе проведено исследование процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения Томской области в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на цеолитных катализаторах, модифицированных бинарными системами оксидов $\text{Sn}_2\text{O}_3 + \text{V}_2\text{O}_5$ в соотношении 1:10.

Высококремнеземные цеолиты получали из щелочных алюмокремнегелей при 175-185 °С в течение 2-4 суток с использованием органической структурообразующей добавки гексаметилендиамина в качестве темплата. По данным ИК-спектроскопии и рентгенофазового анализа синтезированные цеолиты соответствуют высококремнеземным цеолитам (ВКЦ) типа ZSM-5. По фракционному составу газовый конденсат

Мыльджинского месторождения имеет следующие характеристики: начало кипения – 31 °С, конец кипения – 297 °С, 82 % (об.) конденсата выкипает при 200 °С, потери и остаток составляют 10 % (об.). По групповому углеводородному составу прямогонная бензиновая фракция, выкипающая в пределах 70 – 170 °С, состоит из 35 % н-алканов, 41 % – изоалканов, 20 % – нафтенов и 4 % – аренов, октановое число составляет 65 пунктов по исследовательскому методу (ИМ). За меру каталитической активности катализатора принимается количество образовавшихся ароматических углеводородов. Эксперименты показывают, что на исследуемых катализаторах с ростом температуры процесса с 350 до 425 °С при объемной скорости подачи ПБ 2 ч⁻¹ выход высокооктановых бензинов падает за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. На чистом НЦКЕ-Г выход катализата падает с 63,2 при 375 °С до 54,9 % при 425 °С (таблица 1). Главным образом увеличивается выход газообразных продуктов с 36,8 % при 375 °С до 45,1 % при 425 °С, в основном, парафинов С₃-С₄. В жидких продуктах преобладают арены С₆-С₉, в основном толуол и ксилолы. Выход нафтеновых, н-, изо-парафиновых углеводородов С₅₊ с ростом температуры реакции снижается.

На рисунке 1 представлена зависимость выхода аренов от температуры процесса на модифицированных цеолитных катализаторах, из которого видно, что наибольшую каталитическую активность проявляет образец 1 % (Sn:Bi = 1:10) / 99 % Н-ЦКЕ-Г. Выход аренов на этом катализаторе максимальный и составляет 35,02 и 43,77 % при 350 и 425 °С соответственно. Выход катализата падает с 68 % при 350 °С до 52 % при 425 °С. На данном катализаторе при 350 °С получается жидкий катализат с ОЧ по ИМ 95 пунктов с выходом продукта 68 %, тогда как на исходном Н-ЦКЕ-Г жидкий катализат с ОЧ 94,7 пункта по ИМ образуется при 375 °С с выходом продукта лишь 63 %.

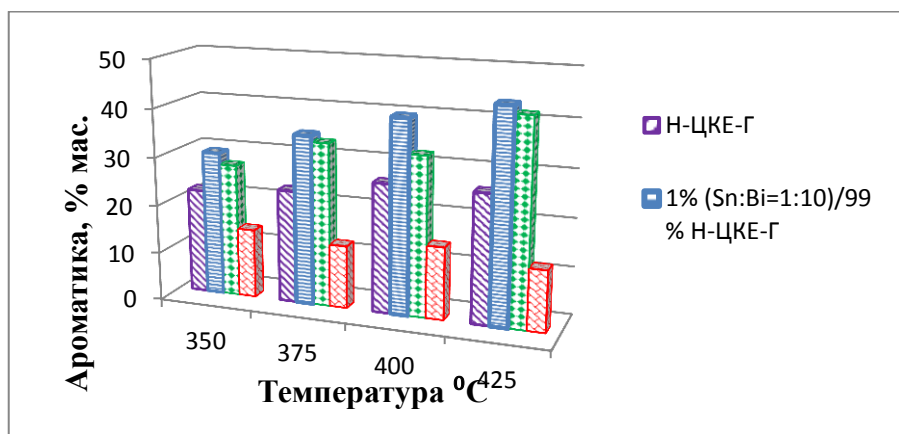


Рис.1 Зависимость выхода аренов от температуры процесса

Таблица

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: 1 - Н-ЦКЕ-Г, 2 – 1%(Sn:Bi=1:10)/99 % Н-ЦКЕ-Г, 3 – 3 % (Sn:Bi=1:10)/97 % Н-ЦКЕ-Г, 4 – 5 % (Sn:Bi=1:10)/97 % Н-ЦКЕ-Г при 2 ч⁻¹

Наименование	Катализатор											
	1			2			3			4		
Температура, °С	375	400	425	375	400	425	375	400	425	375	400	425
Газовая фаза, мас. %	36,8	43,0	45,1	39,5	45,9	47,6	37,4	45,5	50,7	13,2	18,3	18,7
Жидкая фаза, мас. %	63,2	57,1	54,8	60,5	54,1	52,4	62,6	54,5	49,3	86,8	81,7	81,3
Состав газовой фазы, мас. %												
Метан	0,5	0,9	1,6	0,3	0,5	1,0	0,3	0,5	1,0	0,2	0,3	0,5
Этан	1,5	2,3	3,5	1,3	2,1	3,3	1,3	2,1	3,3	1,1	1,4	1,9
Этилен	0,6	0,9	1,3	0,4	0,7	0,9	0,4	0,6	1,0	1,8	3,2	4,4
Пропан	57,6	58,5	59,3	57,4	58,9	61,4	56,0	59,5	61,7	52,6	49,6	47,0
Пропилен	1,5	2,0	2,7	0,8	1,5	1,8	0,7	1,2	1,8	3,9	7,5	10,3
Изо-бутан	19,6	18,2	16,1	22,5	20,6	17,9	23,0	20,6	17,8	19,7	17,1	15,1
Н-бутан	17,2	15,2	13,3	17,3	15,5	13,3	18,1	15,3	13,0	17,1	15,2	13,6
Изо-бутен	1,3	1,6	1,8	0,04	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4	3,5	5,6	7,1
Состав жидкой фазы, мас. %												
Арены, в т.ч. :	23,4	26,7	26,7	35,0	40,0	43,8	33,8	32,9	43,0	13,0	15,0	12,6

Бензол	1,5	2,0	2,0	2,1	3,2	3,7	1,9	1,9	4,2	0,4	0,7	0,6
Изопарафины	41,8	40,7	40,7	34,0	31,6	28,5	34,9	34,6	27,4	38,6	37,9	37,3
Нафтены	19,1	18,0	17,9	21,0	18,0	18,0	21,8	21,2	18,5	30,4	28,7	28,7
Парафины	14,5	13,3	13,4	8,6	9,0	8,2	8,4	10,0	8,2	15,2	14,6	16,3
Олефины	1,2	1,3	1,3	1,4	1,3	1,5	1,2	1,3	3,0	2,8	3,7	5,0
Октановое число (ИМ), пункты	94,7	96,7	95,5	99,6	99,3	100,3	98,1	98,3	101,3	84,7	86,8	85,8

Из вышеизложенного следует, что процесс превращения прямогонных бензинов (ПБ) на цеолитных катализаторах отличается от классического риформинга тем, что он позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» с низким содержанием бензола (не более 1-2 %), суммарным содержанием ароматических углеводородов (не более 25-30 %) и серы – не более 0,05 – 0,10 мас. %.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. Гуреев А.А., Жоров Ю.М., Смидович Е.В. Производство высокооктановых бензинов. – М.: Химия, 1981. – 224 с.
2. Маслянский Г.Н., Шапиро Р.Н. Каталитический риформинг бензинов. – Л.: Химия, 1985. – 224 с.
3. Степанов В.Г., Ионе К.Г. Производство моторных топлив из прямогонных фракций нефтей и газовых конденсатов с применением процесса «Цеоформинг» // Химия в интересах устойчивого развития. – Новосибирск, 2005. - № 13. – С. 809-822.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОТВЕРЖДЕНИЯ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ МЕТОДОМ ИК-СПЕКТРОСКОПИИ

А.А. Хамленко, М.В. Старовойт

Научный руководитель доцент, Л.И. Бондалетова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтеполимерные смолы (НПС) – аморфные термопластичные олигомеры, синтезированные из сырья на основе нефти или каменноугольного дегтя, содержащего непредельные углеводороды. НПС являются особым классом низкомолекулярных синтетических смол, обладающих уникальными физико-химическими свойствами. Они находят широкое применение в различных отраслях промышленности и используются в качестве заменителей пищевых и других продуктов природного происхождения, например канифоли, а также дефицитных дорогих инден-кумароновых, фенолформальдегидных и других смол. Также они получили широкое применение в качестве компонента для производства строительных красок, олиф и модификации пленкообразующих веществ, для клеевых композиций в обувной промышленности. Однако наряду с такими достоинствами как низкая себестоимость и простота получения, НПС обладают рядом недостатков – повышенной окисляемостью, низкой адгезией и эластичностью. Поэтому улучшение эксплуатационных характеристик смол путем их модификации является актуальной задачей [1].

В качестве сырья при производстве нефтеполимерных смол могут быть использованы природные и синтетические соединения. Сырье на основе природных материалов менее выгодно, так как является исчерпаемым ресурсом и его количество сильно зависит от внешних условий. Синтетическое сырье, особенно побочные продукты и отходы нефтехимического производства, более удобно во всех отношениях. Для синтеза нефтеполимерных смол в качестве сырья используют побочные продукты установок пиролиза углеводородного сырья, содержащие непредельные соединения, так называемые жидкие продукты пиролиза.

Для дальнейшей переработки жидкие продукты пиролиза разделяют на узкие фракции, в которых концентрируются непредельные и ароматические углеводороды, в основном алифатические углеводороды – C₅, ароматические углеводороды – C₉ или широкая фракция углеводородов C₅₋₉. Экономически и экологически выгодно эти фракции использовать для получения нефтеполимерных смол, которые в дальнейшем находят широкое применение в различных отраслях промышленности.

Определенные проблемы при работе с нефтеполимерными смолами связаны с их ограниченным разнообразием и недостаточной совместимостью со многими материалами, что во многом определяется отсутствием функциональных групп в их структуре. Наиболее распространенными методами функционализации являются окислительные, в частности, метод окисления пероксидными соединениями с введением эпоксидных групп в структуру смолы.

Эпоксицированные нефтеполимерные смолы – олигомеры, содержащие эпоксидные группы и способные под действием отвердителей образовывать сшитые полимеры. Эпоксидные смолы стойки к действию галогенов, некоторых кислот, щелочей, обладают высокой адгезией к металлам [2]. На основе эпоксидных смол производятся материалы, применяемые в различных областях промышленности, в том числе при производстве лаков и красок. Для создания композиций свойства эпоксицированных нефтеполимерных смол не отвечают необходимым значениям, в частности имеют невысокий показатель адгезии и низкие прочностные характеристики, в то время как они являются основными при создании лакокрасочных материалов.

Эпоксидные группы могут химически взаимодействовать с другими молекулами, образуя развитую трехмерную пространственную структуру. Этот процесс превращения жидкой смолы в твердую называют отверждением. Высокие прочностные характеристики покрытия на основе природных соединений являются результатом процессов отверждения.

Целью данной работы является исследование процессов отверждения эпоксицированной нефтеполимерной смолы.

Существуют различные отвердители эпоксидных групп.

Диэтилентриамин – это прозрачная бесцветная жидкость, хорошо взаимодействует с ангидридами, кислотами, корродирует медь и ее сплавы, поглощает CO_2 из воздуха. Используется для отверждения эпоксидных смол при горячем отверждении, а также в качестве промежуточного продукта при производстве синтетических каучуков, ингибиторов коррозии, покрытий, отвердителей эпоксидных смол.

Отвердитель Т-403 представляет собой прозрачную бесцветную или слабоокрашенную жидкость, которая используется для отверждения эпоксидных смол и композиций на их основе при комнатной и повышенной температуре с целью придания материалам высокой эластичности, гибкости. Т-403 также используется в качестве добавок к термопластичным полимерным адгезивам, применяемым в различных отраслях техники и- обеспечивающих низкое влагопоглощение и дают красивую глянцевую поверхность.

Тетрабутоксититан (ТБТ) – бутиловый эфир ортотитановой кислоты $(\text{C}_4\text{H}_9\text{O})_4\text{Ti}$, применение которого в качестве отвердителя позволяет снизить температуру структурирования, повышает адгезию, но ухудшает показатели прочности при изгибе. ТБТ позволяет проводить холодное отверждение, что особенно важно для лакокрасочных материалов при работе с большими объектами, защите от коррозии металлоконструкций и другого оборудования.

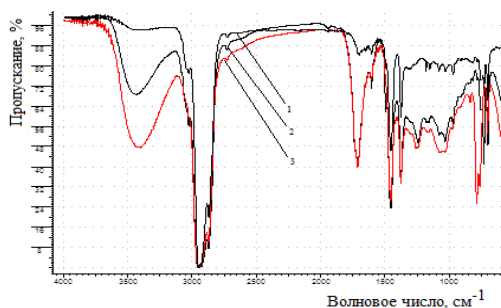


Рис.1 ИК-спектры нефтеполимерной смолы НПС_{C5-9} (1), эпоксицированной нефтеполимерной смолы ЭНПС_{C5-9} (2) и отвержденной нефтеполимерной смолы ЭНПС_{C5-9}+ТБТ (3)

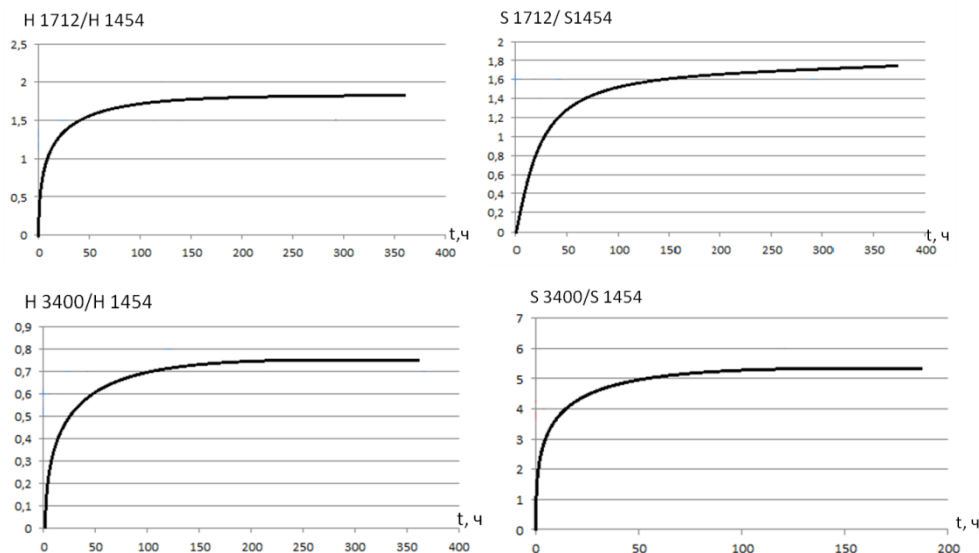


Рис. 2 Зависимости относительной интенсивности полос поглощения карбонильных и гидроксильных групп от времени при отверждении эпоксицированной нефтеполимерной смолы

В качестве объекта исследования в данной работе выбрана нефтеполимерная смола на основе широкой фракции углеводородов $\text{C}_5\text{--C}_9$ (НПС_{C5-9}), полученная под действием каталитической системы $\text{TiCl}_4\text{--Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$. Эпоксицированная смола (ЭНПС_{C5-9}) на ее основе получена окислением надуксусной кислоты. Процесс отверждения покрытия (ЭНПС_{C5-9}+ТБТ), полученного из 20%-го раствора эпоксицированной нефтеполимерной

смолы в CCl_4 с добавлением 2 % ТБТ, проводили на воздухе при 25 °С. Контроль процесса отверждения осуществляли с помощью ИК-спектроскопии.

ИК-спектры нефтеполимерной смолы и эпоксицированной нефтеполимерной смолы представлены на рис. 1.

В качестве аналитической выбрали полосу поглощения 1712 см^{-1} , характеризующую валентные колебания карбонильной группы, и 3400 см^{-1} – валентные колебания гидроксильной группы. Изменение интенсивности полос поглощения (по высоте пика H и по площади пика S) оценивали по отношению к полосе поглощения 1454 см^{-1} , свойственной деформационным колебаниям двойных связей бензольного кольца. ИК-спектры наглядно показывают изменение числа функциональных групп в эпоксицированной и отвержденной нефтеполимерных смолах. Хорошо заметно, что окисление после добавления ТБТ активно проходит в начальные часы, после чего прирост окисленных групп незначителен (рис. 2).

Таким образом, показана возможность изучения процесса окисления и отверждения смол при помощи ИК-спектроскопии.

Литература

1. Алиев В.С., Альтман Н.Б. Синтетические смолы из нефтяного сырья. – М.: Химия, 1965 – 135 с.
2. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
3. Бондалетов О.В. Получение модифицированных нефтеполимерных смол на основе различных фракций жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья: автореф. дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2011. – 22 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕТЕРОПОЛИСОЕДИНЕНИЙ СОСТАВА NI-MO-P НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ ЦЕОЛИТОВ

В.В. Хасанов, Д.С. Мигачева

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном мире остро стоит вопрос утилизации большого количества попутного нефтяного газа. До недавнего времени значительная часть этого ценного углеводородного сырья просто сжигалась на факелах в регионах добычи нефти и газа вследствие отсутствия приемлемых способов переработки. Решение данного вопроса является крайне важным для проблем экологии и экономии энергии в нашей стране. Поэтому сейчас ведутся активные исследования в области переработки попутного нефтяного газа в высшие углеводороды. Процесс конверсии низших углеводородов в арены, высокоэнергетические компоненты топлив может стать важным шагом на пути решения данной проблемы. Одним из вариантов данного процесса является каталитическая конверсия углеводородов на цеолитных катализаторах. Цеолиты хорошо себя зарекомендовали в промышленном производстве как недорогие, доступные и селективные катализаторы. Они находят широкое применение в основных промышленных процессах переработки нефти во всем мире, таких как депарафинизация и десульфурация топлив, жидкий каталитический крекинг, а также во ряде других [2]. Такое обширное использование цеолитов в качестве катализаторов обусловлено их унифицированной пористой структурой, то есть наличием пор одинакового диаметра, и, в частности, вытекающей из этого селективности, которая позволяет получать в результате катализа ряд определенных продуктов [1]. Примером таких селективных катализаторов могут являться цеолиты семейства MFI, ярким представителем которого является ZSM-5 компании ExxonMobil.

Целью данной работы является изучение влияния добавок солей Ni-Mo-P различной концентрации на каталитическую активность цеолитов в процессе конверсии попутного нефтяного газа.

В нашем исследовании мы использовали цеолиты типа MFI (Mobil Five), синтезированные на органических темплатах методом кристаллизации. В частности, мы применяли цеолит H-ЦКЕ-СФ, полученный на основе смеси циклогексанола и циклогексанона в качестве матрицы (темплата). Подготовка катализатора проводилась следующим образом: сначала порошок цеолита запрессовывался в таблетку под прессом под давлением $P = 200\text{ кг/см}^2$; затем таблетка продавливалась через сито с диаметром ячейки $d = 2\text{ мм}$, и полученные гранулы катализатора взвешивались. После этого проводилась модификация катализатора гетерополисоединением W-Vi-Co (ГПС), в процессе чего соль ГПС различной массы (0,5 %, 1 % и 2 % по массе) растворялась в соляной кислоте, затем катализатор подвергался обработке данным раствором в течение 1-1,5 ч., высушивался в муфельной печи при 110 °С и 600 °С в течение 2 и 4 часов соответственно. Эксперимент проводился на вертикальном проточном реакторе $V_{\text{вн}} = 30\text{ см}^3$ с неподвижной фазой катализатора. Объем использовавшегося катализатора $V_{\text{кат}} = 6\text{ см}^3$. Температурный диапазон реакции был 525 – 600 °С, объемная скорость подачи сырья $W = 240\text{ ч}^{-1}$, давление внутри реактора $P = 1\text{ АТМ}$. Состав исходного сырья был следующим (по массе): метан – 0,3 %, этан – 3,0 %, пропан – 80,9 %, бутан – 12,4 %. Качественный и количественный анализы продукта и исходного сырья проводился с использованием метода газовой хроматографии с помощью газового хроматографа марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проходило на набивной колонке ($l = 3\text{ м}$, $d = 3\text{ мм}$), наполненной 8% $NaOH/Al_2O_3$, на детекторе по теплопроводности (ДТП). Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной колонке DB-1 (100 м * 0,25 мм * 0,5 мкм), определение веществ проводилось на пламенно-ионизационном детекторе (ПИД), газ-носитель – гелий.

Результаты исследования цеолитных катализаторов представлены в таблице.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии природного газа на цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-СФ с добавлением различного количества ГПС (Ni-Mo-P), W= 240ч⁻¹

Катализатор	Н-ЦКЕ-СФ											
	чистый			0,5 % ГПС			1 % ГПС			2 % ГПС		
Добавка												
Температура, °С	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
∑ Конверсия, %	78,9	82,9	85,7	73,5	77,9	78,3	76,6	80,1	81,4	68,4	70,8	71,8
Газовая фаза (норм. %)												
Метан	30,0	33,7	35,6	23,8	26,7	24,7	27,8	31,0	30,6	19,8	21,5	20,3
Этан	21,7	21,2	19,7	17,6	18,2	17,1	20,1	19,4	16,9	15,4	14,5	12,0
Этилен	3,7	5,7	8,1	3,9	5,6	7,2	3,8	5,8	8,5	3,8	5,8	8,1
Пропан	37,6	32,1	28,1	47,6	42,9	44,6	40,6	35,9	35,2	51,4	48,5	49,0
Пропилен	3,1	4,1	5,1	3,0	3,5	4,1	3,2	4,2	5,5	3,4	4,6	5,8
Изобутан	1,2	0,78	0,50	1,1	0,62	0,39	1,3	0,88	0,6	1,8	1,3	1,0
Бутан	1,4	0,99	0,74	1,6	1,1	1,1	1,6	1,2	0,94	2,4	2,0	1,9
Жидкая фаза (норм. %)												
Бензол	13,5	14,5	16,4	12,1	14,6	16,2	11,9	12,2	14,0	8,2	9,6	11,4
Толуол	36,9	37,6	39,8	37,6	38,1	35,0	37,7	36,7	40,0	37,4	37,1	40,2
Этилбензол	2,4	2,2	2,3	2,4	2,3	2,1	2,6	2,4	2,4	2,9	2,8	2,6
m-Ксилол	11,3	10,8	10,5	12,5	10,6	8,4	12,9	11,8	11,8	15,0	13,8	12,7
p-Ксилол	5,1	4,8	4,7	5,5	4,8	3,8	5,7	5,3	5,2	7,0	6,9	6,5
o-Ксилол	5,3	5,1	5,0	5,9	5,1	4,2	5,9	5,5	5,5	6,7	6,2	5,7
Псевдокумол	1,2	1,1	1,0	1,4	1,2	0,86	1,4	1,3	1,2	1,4	1,3	1,1
Нафталин	8,5	7,8	7,7	4,0	5,1	7,0	6,8	6,7	6,7	7,1	8,0	7,0
β-метилнафталин	5,4	4,7	4,2	4,4	4,7	6,4	4,6	5,2	3,9	4,3	4,4	3,7
α-метилнафталин	2,1	1,9	1,7	2,0	2,2	2,8	1,7	2,0	1,5	1,4	1,4	1,1
m газовой фазы, мас. %	54,0	51,7	49,6	53,8	50,3	47,5	55,4	53,7	51,4	58,7	57,6	55,4
m жидкой фазы, мас. %	46,0	48,3	50,4	46,2	49,7	52,5	44,6	46,3	48,6	41,3	42,4	44,6
m фракции бензол-толуол-ксилолы, мас. %	33,2	35,2	38,5	34,0	36,4	37,2	33,1	33,1	35,5	30,7	31,2	34,1

Как можно видеть из приведенных данных, степень конверсии попутного нефтяного газа повышается с увеличением температуры для всех образцов. Это в основном происходит в результате увеличения выхода метана и аренов с одним ароматическим кольцом (бензол, толуол). Степень конверсии на чистом цеолите выше, чем на модифицированных образцах, что можно объяснить уменьшением количества каталитических центров в результате модификации катализатора. Причем с увеличением количества ГПС степень конверсии падает.

В газообразных продуктах реакции с ростом температуры наблюдается снижение содержания алканов (за исключением метана) и увеличение содержания алкенов для всех образцов, что происходит в результате процесса крекинга. Выход метана для чистого цеолита с ростом температуры увеличивается. У всех модифицированных ГПС образцов содержание метана при 550 - 575 °С повышается, затем при увеличении температуры до 600 °С незначительно снижается на 0,5 - 2 %. При увеличении содержания ГПС выход метана и этана понижается, а выход пропана, бутана и изобутана повышается по сравнению с чистым Н-ЦКЕ-СФ. Для всех образцов наблюдается увеличение содержания олефинов с ростом температуры, что объясняется реакцией дегидрирования алканов при повышении температуры, причем для модифицированных катализаторов с 2 % ГПС выход больше по сравнению с чистым образцом. Следует отметить более высокую селективность по метану и этану у чистого образца. Модифицированные образцы обладают высокой селективностью по отношению ко всем остальным алканам (C₃-C₅) и олефинам, причем селективность возрастает с увеличением содержания ГПС.

В жидких продуктах с ростом температуры происходит увеличение содержания бензола и толуола, а также уменьшение содержания всех остальных компонентов для всех образцов. Можно отметить более высокую селективность чистого цеолита по бензолу и нафталину, но меньшую по толуолу, ксилолам и псевдокумолу по сравнению с модифицированными образцами. При этом селективность модифицированных катализаторов по толуолу, ксилолам и псевдокумолу повышается с увеличением количества ГПС. С повышением температуры

процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем для образца с 0,5 % ГПС выход жидкой фазы максимален среди всех образцов, затем с увеличением количества ГПС происходит постепенное уменьшение выхода жидких продуктов. Что касается фракции бензол-толуол-ксилолы (БТК-фракция), то выход данной фракции также повышается с ростом температуры и становится максимальным для образца с 0,5 % содержанием ГПС при 600 °С.

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов с добавлением гетерополисоединения Ni-Mo-P показало, что модифицированные образцы обладают меньшей степенью конверсии по сравнению с чистым цеолитом, что может оказаться полезным, т.к. в результате катализатор медленнее деградирует и может дольше использоваться. Кроме того модифицированные катализаторы имеют более высокую селективность по ксилолам и толуолу, которые имеют широкое применение в нефтехимическом синтезе (производство фталевого ангидрида и др.), а также применяются в качестве высокооктанового компонента топлива. В процессе исследования было выявлено, что образец с 0,5 % ГПС обладает наиболее подходящими свойствами, т.к. происходит увеличение выхода жидкой фазы и, особенно БТК-фракции. В результате можно сказать, что использование добавок гетерополисоединений может привести к улучшению свойств цеолитных катализаторов и к увеличению выхода желаемых компонентов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. S. M. Csicsery. Catalysis by shape selective zeolites - science and technology // Pure & Appl. Chem. – 1986. - Vol. 58, No. 6. - pp. 841-856.
2. T. F. Degnan, Jr. Applications of zeolites in petroleum refining // Topics in Catalysis. – 2000. – No. 13. – pp. 349–356.

КОНВЕРСИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ C₂-C₄ В АРЕНЫ НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ДОБАВОК ГЕТЕРОПОЛИСОЕДИНЕНИЙ СОСТАВА W-P-CO

В.В. Хасанов

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В последнее время вырос интерес к проблеме переработки побочного продукта добычи нефти и газа. Попутный нефтяной газ является перспективным источником энергии в условиях удорожания или недостатка основных видов сырья. Но до недавнего времени большая часть этого продукта не использовалась должным образом и сжигалась на факелах в регионах добычи нефти и газа вследствие отсутствия приемлемых способов переработки. Поэтому решение данного вопроса является необходимым для энергетической эффективности и экологических нужд. В настоящее время в нашей стране и за рубежом ведутся активные исследования в области переработки попутного нефтяного газа в высшие углеводороды.

Процесс конверсии низших углеводородов в арены, высокоэнергетические компоненты топлив может стать важным шагом на пути решения данной проблемы. Одним из вариантов данного процесса является каталитическая конверсия углеводородов на цеолитных катализаторах. Цеолиты уже хорошо зарекомендовали себя как недорогие, доступные и селективные катализаторы в катализе углеводородов. Они находят широкое применение во многих основных промышленных процессах переработки нефти во всем мире, таких как депарафинизация и десульфурация топлив, жидкий каталитический крекинг и т.д. [2].

Такое обширное использование цеолитов обусловлено их унифицированной пористой структурой, то есть наличием пор одинакового диаметра, и, в частности, вытекающей из этого селективности, которая позволяет получать в результате катализа ряд определенных продуктов [1]. Примером таких селективных катализаторов могут являться цеолиты семейства MFI, ярким представителем которого является ZSM-5 корпорации ExxonMobil.

Целью данной работы является изучение влияния добавок солей состава W-P-Co с различной концентрацией на каталитическую активность цеолитов в процессе конверсии попутного нефтяного газа.

В нашем исследовании мы использовали цеолиты типа MFI (Mobil Five), синтезированные на основе органических темплатов методом кристаллизации. В частности, применялся цеолит H-ЦКЕ-СФ, полученный на основе смеси циклогексанола и циклогексанона в качестве матрицы (темплата). Подготовка катализатора проводилась следующим образом: сначала порошок цеолита запрессовывался в таблетку под прессом под давлением P= 200 кгс/см³; затем таблетка продавливалась через сито с диаметром ячейки d= 2 мм, и полученные гранулы катализатора взвешивались.

После этого проводилась модификация катализатора гетерополисоединением W-Bi-Co (ГПС), в процессе чего соль ГПС различной массы (0,5 %, 1 % и 2 % по массе) растворялась в соляной кислоте, затем катализатор подвергался обработке данным раствором в течение 1-1,5 ч., высушивался в муфельной печи при 110 °С и 600 °С в течение 2 и 4 часов соответственно.

Эксперимент проводился на вертикальном проточном реакторе V_{вн}= 30 см³ с неподвижной фазой катализатора. Объем использовавшегося катализатора V_{кат}= 6см³. Температурный диапазон реакции был 525 – 600 °С, объемная скорость подачи сырья W= 240 ч⁻¹, давление внутри реактора P= 1 АТМ.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И
ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. 195
ПОДСЕКЦИЯ 1. ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА.**

Состав исходного сырья был следующим (по массе): метан – 0,2 %, этан – 2,8 %, пропан – 81,1 %, бутан – 12,1 %. Качественный и количественный анализы продукта и исходного сырья проводился с использованием метода газовой хроматографии с помощью газового хроматографа марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проходило на набивной колонке (l= 3м, d= 3мм), наполненной 8 % NaOH/Al₂O₃, на детекторе по теплопроводности (ДТП). Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной колонке DB-1 (100 м*0,25 мм*0,5 мкм) на пламенно-ионизационном детекторе (ПИД), газ-носитель – гелий.

Результаты исследования цеолитных катализаторов представлены в таблице.

Как мы можем видеть из приведенных данных, степень конверсии попутного нефтяного газа повышается с увеличением температуры для всех образцов. Это в основном происходит в результате увеличения выхода низших алканов (метан) а также аренов с одним ароматическим кольцом (бензол, толуол). Степень конверсии на чистом цеолите выше, чем на образцах, модифицированных 1 и 2 % ГПС, что можно объяснить уменьшением количества каталитических центров в результате модификации катализатора, но ниже, чем у образца с 0,5 % ГПС. С увеличением количества ГПС степень конверсии падает.

В газообразных продуктах реакции с ростом температуры наблюдается снижение содержания алканов (за исключением метана) для всех образцов, что происходит в результате процесса крекинга. При увеличении содержания ГПС выход метана и этана понижается, а выход пропана, бутана и изобутана повышается по сравнению с чистым Н-ЦКЕ-СФ.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии природного газа на цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-СФ с добавлением модификатора ГПС (W-P-Co), V= 240ч⁻¹

Катализатор	Н-ЦКЕ-СФ											
	чистый			0,5 % ГПС			1 % ГПС			2 % ГПС		
Температура, °С	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
∑ Конверсия, %	78,9	82,9	85,7	84,3	86,7	87,9	79,0	83,8	86,9	75,0	79,5	83,0
Газовая фаза (норм. %)												
Метан	30,0	33,7	35,6	35,9	38,0	37,7	30,0	34,0	35,6	25,1	28,9	31,3
Этан	21,7	21,2	19,7	23,5	22,0	19,5	22,0	21,6	20	19,3	19,2	18,0
Этилен	3,7	5,7	8,1	5,0	7,4	10,4	3,8	5,8	8,3	3,8	5,7	8,3
Пропан	37,6	32,1	28,1	29,4	25,9	24,6	37,4	31,6	28,3	43,9	37,9	33,4
Пропилен	3,1	4,1	5,1	3,6	4,6	5,8	3,1	4,1	5,3	3,3	4,4	5,7
Изобутан	1,2	0,78	0,50	0,72	0,45	0,28	1,1	0,75	0,49	1,5	1,0	0,65
Бутан	1,4	0,99	0,74	0,89	0,64	0,50	1,4	0,98	0,72	1,8	1,3	0,97
Жидкая фаза (норм. %)												
Бензол	13,5	14,5	16,4	14,6	16,7	17,3	14,4	15,8	17,1	12,9	14,1	15,0
Толуол	36,9	37,6	39,8	37,0	39,5	38,7	37,8	39,4	40,0	37,9	39,6	39,7
Этилбензол	2,4	2,2	2,3	2,2	2,2	2,1	2,4	2,3	2,2	2,5	2,4	2,3
m-Ксилол	11,3	10,8	10,5	10,6	10,4	9,6	11,6	11,3	10,6	12,7	12,1	11,3
p-Ксилол	5,1	4,8	4,7	4,7	4,7	4,3	5,1	5,0	4,6	5,7	5,7	5,1
o-Ксилол	5,3	5,1	5,0	5,0	5,0	4,6	5,3	5,3	5,0	5,8	5,7	5,3
Псевдокумол	1,2	1,1	1,0	1,1	0,98	0,87	1,2	1,1	1,0	1,4	1,3	1,1
Нафталин	8,5	7,8	7,7	8,4	7,2	7,1	6,7	6,2	5,8	5,8	5,5	5,1
β-метилнафталин	5,4	4,7	4,2	5,5	4,3	4,8	4,7	4,1	3,9	4,4	3,8	3,8
α-метилнафталин	2,1	1,9	1,7	2,4	1,9	2,0	2,0	1,7	1,7	1,8	1,6	1,6
m газовой фазы, мас. %	54,0	51,7	49,6	51,9	50,2	48,1	54,0	49,6	45,1	54,7	52,3	49,5
m жидкой фазы, мас. %	46,0	48,3	50,4	48,1	49,8	51,9	46,0	50,4	54,9	45,3	47,7	50,5
m фракции бензол-толуол-ксилолы, мас. %	33,2	35,2	38,5	34,6	38,0	38,7	34,1	38,7	42,4	34,0	36,9	38,6

Для всех образцов наблюдается увеличение содержания олефинов с ростом температуры, причем для модифицированных катализаторов выход больше с увеличением содержания ГПС, что объясняется реакцией дегидрирования алканов при повышении температуры. Следует отметить более высокую селективность по

метану, этану и олефинам у образца с 0,5 % ГПС по сравнению с чистым образцом. Модифицированные образцы обладают высокой селективностью по отношению к алканам ряда C_3-C_5 , причем селективность возрастает с увеличением содержания ГПС.

В жидких продуктах с ростом температуры происходит увеличение содержания бензола и толуола, а также уменьшение содержания остальных компонентов для всех образцов. При модификации ГПС у образца с 0,5% добавкой происходит увеличение выхода бензола и толуола, но уменьшается содержание ксилолов и нафталинов по сравнению с чистым образцом. У образца с 1% ГПС наблюдается уменьшение выхода бензола и нафталинов по сравнению с 0,5% добавкой, но происходит повышение содержания толуола и ксилолов; при 2%-ном содержании выход бензола и нафталинов уменьшается, причем выход бензола остается ниже, чем у чистого образца, увеличивается выход ксилолов, а содержание толуола практически не меняется.

Выход жидкой фазы повышается с ростом температуры и становится максимальным при 1 % содержании ГПС при $T = 600$ °С, затем, при увеличении содержания ГПС до 2 %, происходит понижение выхода жидкости. Что касается фракции бензол-толуол-ксилолы (БТК-фракция), то при добавлении ГПС ее выход также увеличивается и становится максимальным при температуре $T = 600$ °С, при содержании ГПС 2 % наблюдается некоторое понижение выхода данной фракции.

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов с добавлением гетерополисоединений W-P-Co показало, что модифицированные образцы с 0,5 и 1 % ГПС обладают большей степенью конверсии по сравнению с чистым цеолитом. Кроме того модифицированные катализаторы имеют более высокую селективность по ксилолам, бензолу, толуолу, этилбензолу и псевдокумолу, которые имеют широкое применение в нефтехимическом синтезе, а также применяются в качестве высокооктанового компонента топлива. Образец с содержанием ГПС 1 % показал наилучший результат относительно выхода жидкой фазы и БТК-фракции. В результате можно сказать, что использование добавок гетерополисоединений может привести к улучшению свойств цеолитных катализаторов и улучшению выхода желаемых компонентов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. S. M. Csicsery. Catalysis by shape selective zeolites - science and technology // Pure & Appl. Chem. – 1986. - Vol. 58, No. 6. - pp. 841-856.
2. T. F. Degnan, Jr. Applications of zeolites in petroleum refining // Topics in Catalysis. – 2000. – No. 13. – pp. 349–356.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ЦЕОЛИТАХ ТИПА MFI, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГЕТЕРОПОЛИСОЕДИНЕНИЯМИ

И.С. Хомяков, А.И. Татаркина

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев, доцент Т.Н. Волгина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бензины являются одним из основных видов горючего топлива для двигателей современной техники. Сейчас производство бензина представляет собой одну из главных задач в нефтеперерабатывающей промышленности и в значительной мере определяет развитие данной отрасли. Ужесточение экологических требований к содержанию ароматических углеводородов в неэтилированных бензинах стандартов «Евро-4,5» принуждает производителей непрерывно совершенствовать производство, заменяя существующие процессы.

Увеличение спроса на моторные топлива, ужесточение предъявляемых к ним требований и вовлечение в процесс переработки углеводородного сырья различного состава предопределили направление исследований в области производства бензинов. Основные мировые тенденции изменения углеводородного состава автомобильных бензинов состоят в увеличении доли изопарафинов с 20 до 45 % и снижении содержания ароматических углеводородов с 42 до 25 %, в частности, содержание бензола не должно превышать 1,5 %.

Современную нефтепереработку и нефтехимию сложно представить без применения высококремнеземных цеолитов типа MFI (ZSM-5), высокая активность и селективность которых объясняется особенностями химического состава, кристаллической структуры, способностью к избирательной сорбции веществ с определенным размером молекул (молекулярно-ситовая селективность), уникальными кислотными свойствами поверхности.

В данной работе приведены результаты исследования физико-химических и каталитических свойств ЦСК, модифицированных гетерополисоединениями (ГПС). Синтез высококремнеземных цеолитов (ВКЦ) проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175-180 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. После синтеза полученные порошки цеолитов промывали водой, сушили при 105-110 °С в течение 4-6 ч и прокаливали при 600 °С 6-8 ч [1,2]. Исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мьяльджинского месторождения проводили на цеолитных нанокompозитных катализаторах на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350-425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч^{-1} и атмосферном давлении. Анализ продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом, газообразных – на набивной колонке из нержавеющей стали (длина 3 м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH на Al_2O_3 (фракция 0,25-0,50 мм), жидких –

на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м x 0,25 мм x 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZВ-1. Количественный анализ продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1 с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Погрешность определения составляет ±2,5 %. Физико-химические свойства синтезированных цеолитов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и электронно-микроскопического анализов. ИК-спектры снимали на спектрофотометре ИК-Фурье Nicolet 5700 в средневолновой части спектра 400-4000 см⁻¹.

В процессе сравнения полученного ИК-спектра с литературными данными был сделан вывод о принадлежности приготовленного образца к ВКЦ структурного типа MFI (ZSM-5). Об этом свидетельствует наличие в спектре интенсивных полос поглощения (п.п.) в области 1300-900, 820, 400-600 см⁻¹; п.п. при 560 см⁻¹.

Цеолитсодержащий катализатор (ЦКС) на основе синтезированных ВКЦ получали таким образом. Цеолитная матрица пропитывалась раствором ГПС в 0,1 М HCl. Расчет количества пропиточного раствора производился по атомам W и Mo. Пропитка раствором ГПС проводилась в течение 2 часов при комнатной температуре. Затем цеолит выдерживали в сушильном шкафу при 110 °С в течение 2 часов, и прокачивали в токе воздуха в муфельной печи при 400 °С в течение 3 часов. По этой методике были получены образцы цеолитсодержащего катализатора с содержанием ГПС в расчете на W, Co и P в количестве по 1, 3 и 5 %.

За меру каталитической активности катализатора принимается количество образовавшихся ароматических углеводородов. Исследования влияния температуры позволяют установить, что с ростом температуры процесса с 375 до 425 °С и объемной скорости подачи прямогонной бензиновой фракции (ПБФ) 2 ч⁻¹ выход высокооктановых бензинов из ПБФ падает на всех катализаторах за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья.

Таблица

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: 1 – Н-ЦКЕ-Г, 2 - 1% ГПС (W, Co, P) / 99% Н-ЦКЕ-Г, 3 - 3% ГПС (W, Co, P) / 97% Н-ЦКЕ-Г, 4 - 5% ГПС (W, Co, P) / 95% Н-ЦКЕ-Г

Наименование	Катализатор											
	1			2			3			4		
Температура, °С	375	400	425	375	400	425	375	400	425	375	400	425
Газовая фаза, мас. %	36,8	42,9	45,1	25,4	29,6	33,9	25,9	36,1	46,0	26,9	37,3	44,3
Жидкая фаза, мас. %	63,2	57,1	54,9	74,6	70,4	66,1	74,1	63,9	54,0	73,1	62,7	55,7
Состав газовой фазы, мас. %												
Метан	0,5	0,9	1,6	0,3	0,5	0,7	0,2	0,4	0,7	0,3	0,5	1,0
Этан	1,5	2,4	3,5	1,3	1,9	2,8	1,1	1,6	2,5	1,1	1,8	2,8
Этилен	0,6	0,9	1,3	1,0	1,4	1,7	0,9	1,2	1,6	0,9	1,1	1,5
Пропан	57,6	58,6	59,3	57,1	56,8	57,2	50,8	52,0	53,9	50,7	52,2	53,8
Пропилен	1,5	2,0	2,7	2,4	3,1	3,6	2,4	2,9	3,7	2,3	2,7	3,4
Изо-бутан	19,6	18,2	16,1	20,1	19,2	17,8	23,7	22,5	20,1	23,9	22,6	20,3
Н-бутан	17,2	15,3	13,3	16,2	15,2	13,9	18,9	17,3	15,0	18,9	17,0	14,9
Изо-бутен	1,3	1,6	1,8	1,6	1,9	2,1	2,0	2,2	2,5	1,9	2,0	2,4
Состав жидкой фазы, мас. %												
Арены	23,4	26,7	26,7	25,3	27,6	29,6	23,2	29,4	35,0	23,7	30,4	38,4
бензол	1,5	2,0	2,0	1,3	1,7	2,1	0,6	1,8	2,7	1,1	1,9	2,9
Изопарафины	41,8	40,7	40,6	34,8	29,7	32,8	48,0	36,4	34,6	37,8	35,8	31,4
Нафтены	19,1	18,0	17,9	27,2	28,4	25,0	31,0	22,0	18,9	24,1	20,5	19,9
Парафины	14,5	13,3	13,4	10,9	12,1	10,1	17,0	10,2	9,5	12,4	11,3	8,6
Олефины	1,2	1,3	1,3	1,8	2,3	2,5	2,7	2,0	1,9	2,1	1,9	1,8
Октановое число (ИМ), пункты	94,7	96,7	95,5	93,6	95,0	96,4	91,4	95,5	96,9	92,3	97,2	97,5

На чистом ВКЦ НЦКЕ-Г выход катализата падает с 63,2 при 375 °С до 54,9 % при 425 °С. В первую очередь, повышается выход газообразных продуктов с 36,8 % при 375 °С до 45,1 % при 425 °С (в основном, парафинов C_3 - C_4), а выход аренов C_6 - C_9 в жидких продуктах реакции увеличивается с 23,4 % до 26,7 %. Среди аренов преобладают толуол и ксилолы, выход бензола и олефинов C_{5+} с ростом температуры процесса повышаются с 1,5 % и 1,2 % при 375 °С до 2,0 и 1,3 % при 425 °С, соответственно. Выход нефтяных, н-, изо-парафиновых углеводородов C_{5+} с ростом температуры реакции снижается (таблица).

Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБФ преобладают, в основном, пропан и бутаны, которые могут быть использованы на получение товарных сжиженных пропан-бутановых газов для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья для процессов нефтехимии и газохимии. Их суммарный выход достигает 90-95 %. С ростом температуры процесса с 375 °С до 425 °С выход пропана среди газообразных продуктов увеличивается с 57,6 до 59,3 %.

Из синтезированных катализаторов наибольшую каталитическую активность имеет катализатор 5% ГПС / 95% Н-ЦКЕ-Г. Выход аренов на этом катализаторе максимальный и составляет 23,7 и 38,4 % при 375 и 425 °С, соответственно. Выход катализата падает с 73,1 % при 375 °С до 55,7 % при 425 °С. На данном катализаторе уже при 375 °С получается жидкий катализат с ОЧ 92,3 пункта и выходом 73,1 %.

В целом использование модифицирующей добавки позволяет получать высокооктановые бензины марок АИ-92-98 при температурах на 10–20 °С ниже по сравнению с процессом превращения прямогонных бензинов газового конденсата на чистом цеолитном катализаторе.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. Коваль Л.М., Коробицина Л.Л., Восмериков А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, 2001. – 50 с.
2. Миначев Х.М., Дергачев А.А. Каталитические и физико-химические свойства кристаллических пентасилов в превращениях низкомолекулярных олефинов и парафинов // Известия АН СССР. Сер. химич. – Москва, 1993. – № 6. – С. 1018-1028.
3. Пат. 2313488, РФ, МПК С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения / Ерофеев В.И., Коваль Л.М. – Заявл. 24.04.2006. Оpubл. 27.12.2007.

АСФАЛЬТЕНОВЫЕ СУЛЬФОКАТИОНИТЫ НА ОСНОВЕ НЕФТЯНЫХ АСФАЛЬТЕНОВ КАК АДСОРБЕНТЫ МЕТАЛЛОВ ИЗ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ

Г.Ш. Усманова, П.И. Грязнов, В.Т. Иванов

Научный руководитель заведующий лабораторией, доцент М.Р. Якубов

Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра Российской академии наук, г. Казань, Россия

В настоящее время одна из основных проблем очистки технологических и сточных вод связана с повышенной концентрацией тяжелых металлов и солей жесткости. В большинстве случаев наиболее оптимальным методом очистки является применение ионообменной сорбции [1]. Сорбционные методы являются более экологичными и универсальными по сравнению с другими методами водоочистки, однако поиск новых недорогих высокоэффективных адсорбентов остается актуальной задачей. В то же время известно, что получение недорогих и эффективных ионитов возможно на основе тяжелых нефтяных остатков, представляющих собой концентрат асфальтенов и смол, которые являются нефтяными высокомолекулярными поликонденсированными системами с включением сера-, азот-, кислородсодержащих структур и металлокомплексов порфиринового ряда. Решение данной проблемы позволит также повысить эффективность освоения ресурсов тяжелых нефтей.

В настоящее время асфальтено-смолистые концентраты процессов нефтепереработки могут рассматриваться как сырье для производства различных углеродных сорбентов – в первую очередь как дешевые заменители синтетических сульфокатионитов и активных углей. Для оценки основных технологических показателей асфальтеновых сорбентов необходим анализ их сорбционных характеристик в различных условиях в сравнении с традиционными материалами. Также необходимо изучение термической стабильности, как основной эксплуатационной характеристикой сульфокатионитов в процессах их регенерации.

На основе асфальтенов тяжелой нефти Ашальчинского месторождения нами получены различные асфальтеновые сульфокатиониты. В процессе обработки варьировались следующие факторы: концентрация и количество серной кислоты, время и температура проведения процесса. Нами установлено, что наиболее высокие значения статической обменной емкости (2,49 мг-экв/г) проявляют асфальтеновые сульфокатиониты, полученные обработкой асфальтенов 94%-ной серной кислотой при 100 °С в течение 2 часов. Были исследованы сорбционные свойства данных асфальтеновых сульфокатионитов по отношению к катионам металлов на модельных растворах индивидуальных солей.

В данной работе нами представлены данные по сорбционной способности асфальтеновых сульфокатионитов по отношению к катионам металлов солей жесткости: Mg^{2+} , Ca^{2+} , – в растворах смеси их солей (концентрация катионов одного металла 0,002 и 0,01 моль/л). Для сравнения использовали известные промышленные сорбенты: сульфоуголь и синтетический сульфокатионит КУ-2-8.

Водный раствор смеси солей и катионита выдерживали при комнатной температуре 1 час и 3 суток, время от времени помешивая. Концентрацию ионов металлов определяли методом атомно-абсорбционной

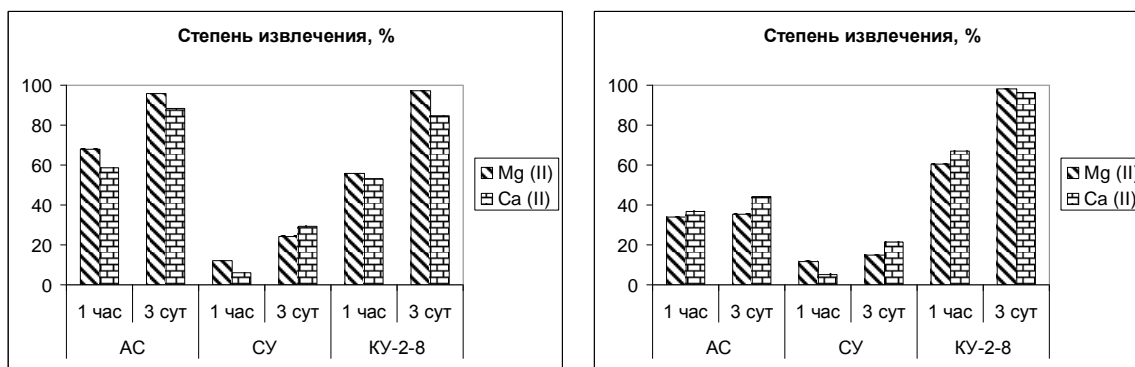
спектроскопии на приборе модели AAS-1N фирмы Carl Zeiss Jena; в качестве эталона были использованы градуировочные растворы солей металлов на основе ГСО (государственных стандартных образцов).

Степень извлечения (а, %) и сорбционную емкость (А, мг/г) катионитов по отношению к катионам металлов определяли по формулам:

$$a = \frac{C_o^a - C_{eq}^a}{C_o^a} \cdot 100 \quad \text{и} \quad A = \frac{C_o^A - C_{eq}^A}{m} \cdot V,$$

где C_o^a – начальная концентрация катионов металла, моль/л;
 C_{eq}^a – равновесная концентрация катионов металла (после контакта с адсорбентом), моль/л;
 C_o^A – начальная концентрация катионов металла, мг/л;
 C_{eq}^A – равновесная концентрация катионов металла (после контакта с сульфокатионитом), мг/л;
 m – масса взятого сульфокатионита, г,
 V – объем водного раствора соли исследуемого металла, л.

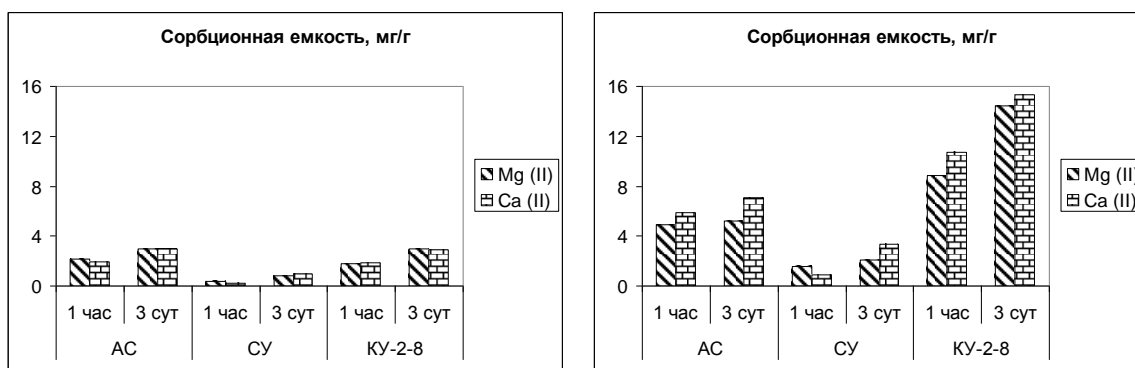
При малых концентрациях солей жесткости (концентрация катионов одного металла 0,002 моль/л) асфальтеновые сульфокатиониты и катионит КУ-2-8 извлекают из водных растворов (время контакта 1 час) катионы Mg(II) и Ca(II) на 53-68 %, в то время как сульфоугль – лишь на 6-12 % (рис. 1а). Степень извлечения Mg(II) асфальтеновыми сульфокатионитами (68 %) выше соответствующей величины катионита КУ-2-8 (56 %). При достижении сорбционного равновесия (через 3 суток) степень извлечения катионов Mg(II) и Ca(II) составляет 24,0 и 29,4 % для сульфоугля, 96,0 и 88,2 % – для асфальтеновых сульфокатионитов, 97,2 и 84,7 % – для катионита КУ-2-8 (рис. 1а). По сорбционной емкости (рис. 2а) асфальтеновые сульфокатиониты сопоставимы с катионитом КУ-2-8, ~ 3,00 мг/г для катионов Mg(II), Ca(II). Сорбционная емкость сульфоугля значительно хуже и составляет 0,40-0,94 мг/г для исследованных металлов.



а) $c_{Mg(II)} = c_{Ca(II)} = 0,002$ моль/л

б) $c_{Mg(II)} = c_{Ca(II)} = 0,01$ моль/л

Рис. 1 Степень извлечения Mg (II) и Ca (II) асфальтеновыми сульфокатионитами (АС), сульфоуглем (СУ) и катионитом КУ-2-8



а) $c_{Mg(II)} = c_{Ca(II)} = 0,002$ моль/л

б) $c_{Mg(II)} = c_{Ca(II)} = 0,01$ моль/л

Рис. 2 Сорбционная емкость асфальтеновых сульфокатионитов (АС), сульфоугля (СУ) и катионита КУ-2-8 по отношению Mg (II) и Ca (II)

В случае более насыщенных растворов (концентрация катионов одного металла 0,01 моль/л) асфальтеновые сульфокатиониты и катионит КУ-2-8 извлекают катионы металлов, после 1 часа контакта, на 35-37 и 60-67 %, в то время как сульфоугль – лишь на 5-11 % (рис. 1б). Через 3 суток степень извлечения катиона Ca(II) асфальтеновыми сульфокатионитами увеличивается до 44,3 %, в отношении катиона Mg(II) величина

степени извлечения остается без изменений; в случае сульфогля степень извлечения катионов Mg(II) и Ca(II) увеличивается до 14,9 и 21,5 %, в случае катионита КУ-2-8 – до 98,4 и 96,2 % (рис. 16). Асфальтеновые сульфокатиониты сопоставимы по сорбционной емкости с катионитом КУ-2-8, около 7,00 мг/г для катионов Mg(II), Ca(II) (рис. 26). Сорбционная емкость сульфогля значительно хуже и составляет 0,90-3,35 мг/г для катионов кальция и магния.

Таким образом, показано, что для смешанных растворов солей металлов Mg(II) и Ca(II), обуславливающих жесткость воды, асфальтеновые сульфокатиониты характеризуются более высокой по сравнению с сульфоглем сорбционной емкостью по отношению к катионам металлов и сопоставимы по данному показателю с синтетическим катионитом КУ-2-8.

В результате проведенных исследований установлено, что при низких концентрациях катионов металлов (0,002 моль/л) в смешанных растворах их солей (суммарная концентрация катионов магния и кальция 0,004 моль/л) основным преимуществом асфальтеновых сульфокатионитов является повышенная кинетическая сорбционная способность по отношению к катионам металлов – за 1 час контакта с адсорбентом реализуется более 90 % сорбционной емкости. При повышении концентрации катионов каждого металла до 0,01 моль/л (суммарная концентрация катионов магния и кальция 0,02 моль/л), сорбционная емкость по отношению к катионам металлов реализуется всего лишь на ~40 %, что является следствием насыщения ионогенных центров катионита связанными катионами металлов.

Таким образом, нами показано, что на основе асфальтенов тяжелых нефтей могут быть получены эффективные сульфокатиониты, характеризующиеся более высокой по сравнению с сульфоглем сорбционной емкостью по отношению к щелочноземельным металлам и сопоставимые по данному показателю с синтетическими ионообменными материалами. Практически неограниченные запасы сырья, простота технологии изготовления, удовлетворительные физико-химические свойства и дешевизна асфальтеновых катионитов обуславливают перспективность их применения в различных системах очистки технологических и сточных вод.

Литература

1. Карелин В.А. Водоподготовка. Физико-химические основы процессов обработки воды. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 97 с.

КОНВЕРСИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ КОМПОНЕНТЫ БЕНЗИНА НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ МОДИФИЦИРОВАННЫХ СУЛЬФИДАМИ НИКЕЛЯ И ХРОМА

Д.М. Чухлеб¹, И.С. Хомяков²

Научный руководитель доцент Л.А. Богданкова¹, профессор В.И.Ерофеев²

¹Алтайский государственный университет, г. Барнаул, Россия

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

Актуальная проблема производства высокооктанового бензина, отвечающего современным мировым требованиям, из продуктов первичной переработки нефтяного и газоконденсатного сырья занимает одну из лидирующих позиций, поскольку тесно связана с необходимостью более рационального использования имеющихся в стране природных ресурсов и с дефицитом на рынке высококачественного и доступного по цене автомобильного топлива, а также с борьбой за улучшение экологии.

Получение высокооктанового бензина из низкооктанового сырья возможно путем его каталитической переработки с помощью вторичных процессов, к числу которых относятся изомеризация, каталитический реформинг и его разновидности, алкилирование и другие. В конечном итоге продуктами таких превращений являются высокооктановые изо- и ароматические углеводороды. Но все вышеперечисленные процессы не могут протекать без присутствия каталитических систем. Для осуществления этих процессов наиболее перспективными являются цеолитсодержащие катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов типа MFI (ZSM-5), которые благодаря своей уникальной микропористой структуре и молекулярно-ситовым свойствам находят широкое применение во многих процессах нефте- и газопереработки, высокая активность и селективность которых связана с наличием активных центров различного типа [1]. Свойства активных центров существенным образом зависят от способа введения модифицирующей добавки в цеолит (включение в гель, ионный обмен, нанесение и т.д.) и методов предварительной обработки катализатора (термическая и механохимическая активация).

Целью данной работы является исследование процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мылдзинского месторождения Томской области в высокооктановые компоненты бензина на цеолитных катализаторах, модифицированных сульфидами никеля и хрома.

Синтез высококремнеземных цеолитов (ВКЦ) проводили из щелочных алюмо-кремнегелей при 175-180 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. После синтеза полученные порошки цеолитов промывали водой, сушили при 105-110 °С в течение 4-6 ч и прокаливали при 600 °С 6-8 ч [2]. По данным ИК-спектроскопии и рентгенофазового анализа синтезированные цеолиты соответствуют высококремнеземным цеолитам типа MFI (ZSM-5).

Модифицирование проводили путем механохимического смешения высококремнеземного цеолита с 1% наноразмерных порошков сульфидов металлов: Ni, Cr и тиошпинели NiCr₂S₄ в шаровой вибромельнице в

течение 12 ч. Сульфиды металлов были получены методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза (СВС), применение которого позволяет значительно уменьшить затраты на получение тугоплавких материалов. СВС процесс основан на использовании внутренней химической энергии системы, позволяет быстро достигнуть высоких температур и снизить энергетические затраты. Простота оборудования, *высокая технологическая производительность и высокая скорость синтеза при экологической чистоте процесса* указывают на целесообразность реализации на практике СВС метода.

Синтез сульфида никеля и сульфида хрома включал несколько подготовительных стадий. В качестве исходных веществ были использованы порошки металлов и кристаллической серы. Сера была взята с 5%-ным избытком, *вследствие ее возгонки при высокой температуре*. Взятый для синтеза *избыток серы оказывался достаточным* для предотвращения образования металлических фаз [3]. Для синтеза тиошпинели были использованы порошки: синтезированного сульфида никеля, металлического хрома и кристаллической серы, взятых *до соответствующего стехиометрического состава* NiCr_2S_4 . Исходные вещества тщательно перемешивали в течение шести часов на шаровой мельнице. Полученную смесь таблетировали. Таблетки сжигали в режиме СВС в атмосфере воздуха, т.к. быстротечность процесса не позволяет продуктам синтеза активно взаимодействовать с окружающей средой.

Фазовый состав **продуктов синтеза определяли методом рентгенофазового анализа**. Съемку рентгенограмм проводили на дифрактометре *D8-GADDS фирмы Bruker* (метод порошка, $\text{CoK}\alpha$ -излучение, скорость вращения образца 1 град/мин). Идентификацию фаз осуществляли с помощью данных о межплоскостных расстояниях в картотеке JCPDS-ICDD. Согласно данным РФА, в результате синтеза образуются высокотемпературный сульфид никеля $\beta\text{-NiS}$ с гексагональной симметрией, сульфида хрома (III) Cr_2S_3 с тригональной ячейкой и *тиошпинель NiCr_2S_4 с моноклинной ячейкой*.

По фракционному составу газовый конденсат Мыльджинского месторождения имеет следующие характеристики: начало кипения – 31 °С, 82 об. % конденсата выкипает при 200 °С и конец кипения - 297 °С, потери и остаток - 10 об. %. По групповому углеводородному составу прямогонная бензиновая фракция н.к. - 195 °С состоит из 35 % н-алканов, 40 % - изоалканов, 20 % - нафтенов и 4 % - аренов. Октановое число прямогонной бензиновой фракции н.к.-195 °С газового конденсата Мыльджинского месторождения составляет 65 пунктов по ИМ.

Исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на цеолитных катализаторах модифицированных сульфидами никеля и хрома на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350 - 425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом. Анализ газообразных углеводородов проводили на набивной колонке из нержавеющей стали (длина 3м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH на Al_2O_3 (фракция 0,25-0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м x 0,25 мм x 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZB-1. Количественный анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1 с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов газохроматографическим методом составляет $\pm 2,5$ %.

За меру каталитической активности катализатора принимается количество образовавшихся ароматических углеводородов. Исследования влияния температуры позволили установить, что с ростом температуры процесса с 350 до 425 °С и объемной скорости подачи ПБ 2 ч⁻¹ сохраняется тенденция уменьшения выхода высокооктановых бензинов из ПБ падает на всех катализаторах за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. На чистом Н-ЦКЕ-Г выход катализата падает с 65,1 при 350 до 54,9 % при 425 °С. В первую очередь, повышается выход газообразных продуктов с 34,9 % при 350 °С до 45,1 % при 425 °С, в основном, парафинов $\text{C}_3\text{-C}_4$, а выход аренов $\text{C}_6\text{-C}_9$ в жидких продуктах реакции увеличивается с 21,7 % до 26,7 %. Среди аренов преобладают толуол и ксилолы, выход бензола и олефинов C_{5+} с ростом температуры процесса повышаются с 1,2 % и 0,9 % при 350 °С до 2,0 и 1,3 % при 425 °С, соответственно. Выход нафтеновых, н-, изо-парафиновых углеводородов C_{5+} с ростом температуры реакции снижается (таблица). Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ преобладают, в основном, пропан и бутаны. Их суммарный выход достигает 90-95 %. С ростом температуры процесса с 350 до 425 °С выход пропана среди газообразных продуктов увеличивается с 56,9 до 59,3 %.

Из синтезированных катализаторов наибольшую каталитическую активность имеет катализатор 1% Cr_2S_3 / 99% Н-ЦКЕ-Г. Выход аренов на этом катализаторе максимальный и составляет 26,4 и 49,1 % при 375 и 425 °С, соответственно. Выход катализата падает с 67,2 % при 375 °С до 44,1 % при 425 °С. На данном катализаторе уже при 375 °С получается жидкий катализат с ОЧ 95,3 пункта и выходом 67,2 %, а при 425 °С катализат с ОЧ 102,5 пункта и выходом 44,1 %. Таким образом, проведенные исследования по превращению прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных катализаторах показали, что введение в цеолитный катализатор частиц сульфидов металлов позволяет значительно увеличить селективность образования высокооктановых бензинов по сравнению с не модифицированным цеолитсодержащим катализатором и позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на всех исследуемых катализаторах.

Таблица

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах

Наименование	Катализатор														
	Н-ЦКЕ-Г				1% NiS / 99% Н-ЦКЕ-Г				1% Cr ₂ S ₃ / 99% Н-ЦКЕ-Г				1% NiCr ₂ S ₄ / 99% Н-ЦКЕ-Г		
Температура, С	350	375	400	425	350	375	400	425	350	375	400	425	350	375	400
Газовая фаза, мас. %	34,9	36,8	42,9	45,1	32,1	43,0	50,1	55,1	32,8	42,9	49,7	55,9	31,5	43,5	51,0
Жидкая фаза, мас. %	65,1	63,2	57,1	54,9	67,9	57,0	49,9	44,9	67,2	57,1	50,3	44,1	68,5	56,5	49,0
Состав газовой фазы, мас. %															
Метан	0,3	0,5	0,9	1,6	0,1	0,3	0,6	1,2	0,2	0,3	0,6	1,2	0,2	0,3	0,6
Этан	0,9	1,5	2,3	3,5	0,8	1,3	2,1	3,6	0,8	1,3	2,2	3,8	0,8	1,2	2,1
Этилен	0,3	0,6	0,9	1,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,3	0,3	0,4	0,7	0,3	0,3	0,4
Пропан	56,9	57,6	58,5	59,3	52,4	57,0	61,6	66,1	52,5	57,2	62,2	66,4	52,8	56,9	62,2
Пропилен	0,8	1,5	2,0	2,7	0,6	0,6	0,9	1,1	0,7	0,7	0,9	1,2	0,7	0,7	0,9
Изо-бутан	21,1	19,6	18,2	16,0	24,6	22,4	19,3	15,4	24,5	22,2	18,9	14,9	24,4	22,5	19,1
Н-бутан	18,7	17,2	15,2	13,3	20,3	17,2	14,1	11,1	20,2	17,1	13,8	10,8	20,0	17,2	13,9
Изо-бутен	0,9	1,3	1,5	1,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	1,0	1,0	0,9	0,8	0,9
Состав жидкой фазы, мас. %															
Арены	21,7	23,4	26,7	26,7	23,4	34,3	38,8	48,1	26,4	34,4	43,6	49,1	25,2	34,6	42,3
бензол	1,2	1,5	2,0	2,0	1,1	2,3	3,4	4,8	1,2	2,1	3,2	4,9	1,1	2,6	3,5
Изопарафины	42,8	41,8	40,7	40,6	40,8	36,9	34,2	27,9	40,0	37,5	32,1	27,8	40,6	37,2	33,2
Нафтены	18,8	19,1	18,0	18,0	19,3	16,7	16,9	15,2	18,2	17,2	16,5	16,3	18,5	17,7	15,2
Парафины	15,6	14,5	13,3	13,4	15,3	10,8	9,0	7,5	14,3	9,8	6,8	5,8	14,6	9,5	8,4
Олефины	0,9	1,2	1,3	1,3	1,1	1,4	1,1	1,3	1,1	1,1	1,0	1,0	1,1	1,0	0,9
Октановое число (ИМ), пункты	92,3	94,7	96,6	95,5	94,7	100,6	99,1	102,3	95,3	96,3	99,1	102,5	94,6	99,1	99,5

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

- Исаков Я.И., Миначев Х.М. Новые возможности использования цеолитных материалов в катализе // Нефтехимия. -1990. - Т.30. - №3. - С.291-325.
- Пат. 2313488 РФ, МКИ С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения // Ерофеев В.И., Коваль Л.М. (РФ). - № 2006113868/15. Заявлено 24.04.2006. Опубл. 27.12.2007. Бюл. № 36. – 8 с.
- Чухлеб Д.М., Богданкова Л.А. Энергосберегающий метод получения сульфидов металлов // Сборник научных статей международной молодежной школы-семинара "Ломоносовские чтения на Алтае", Барнаул, 5-8 ноября, 2013 : в 6 ч. – Барнаул : Изд-во Алт. ун-та, 2013. – Ч.1. – С. 351–357.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 2.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

АДСОРБЦИЯ КРАСИТЕЛЯ МЕТИЛОВОГО ФИОЛЕТОВОГО НА ТОРФЕ В ДИНАМИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

Ж.Б. Базарова

Научный руководитель доцент В.С. Архипов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По современным представлениям торф является природным ионообменником и сорбентом. В нашей стране исследования сорбционных свойств торфа проводятся с середины прошлого века. Установлено повышенное сродство к ионам тяжёлых металлов - Си, Zn, Со, Ni [1]. По ёмкости обмена (100 - 250 мг-экв/100г сухого вещества) торф относится к группе ионообменников с высокой степенью поглощения [2]. В последнее время большое внимание уделяется использованию торфа для очистки сточных вод (СВ) - промышленных и бытовых. В частности, ведутся работы по очистке техногенных вод от нефтепродуктов (НП), поглощению токсичных веществ и обезвреживанию СВ свиноферм, скотобоев, рыбоперерабатывающих заводов, красильных производств, очистке от моющих средств. В Западной Сибири использование торфа в процессах очистки СВ особенно перспективно в связи с его доступностью, дешёвизной и высоким уровнем механизации торфодобычи.

Основу торфа составляют остатки растений-торфообразователей – твердых высокополимеров целлюлозной природы и продукты их распада. Кроме органической части, в торфе содержатся минеральные компоненты, неорганическая часть представлена нерастворимыми минералами разной природы, адсорбционными образованиями минералов с гуминовыми веществами и другими продуктами распада, неорганическими компонентами торфяной воды, ионообменными гетерополярными органоминеральными соединениями и комплексно-гетерополярными производными. В целом в торфе весь этот органоминеральный комплекс находится в динамическом равновесии с водным раствором низко - и высокомолекулярных веществ – с торфяной водой [3].

Твердое вещество торфа, формирующееся в результате биохимического распада растений, состоит из высокомолекулярных соединений различной химической природы: целлюлозы, гемицеллюлозы, гуминовых веществ, лигнина и др. Этот химически разнородный комплекс в торфообразовательном процессе претерпевает ряд сложных изменений и превращений, в результате которых продуцируются гуминовые вещества. Гуминовые вещества, водорастворимые, легко - и трудногидролизующиеся углеводы, а также лигнин (негидролизующийся остаток) составляют гидрофильную часть торфа. Гидрофобными являются битумы торфа. Твердые компоненты торфа в естественных условиях имеют агрегатное (ассоциатное) строение из органических и органоминеральных комплексов. Объединение макромолекул в ассоциаты осуществляется посредством химических, межмолекулярных, капиллярных сил и главным образом водородных связей [3]. Большое количество и разнообразие активных функциональных групп (СООН, ОН и др.) в твердых компонентах торфа (особенно в гуминовых веществах) обуславливают высокую его сорбционную и ионообменную способность. Поэтому агрегаты (ассоциаты) торфа неустойчивы, их размеры и компактность зависят от влажности, концентрации сухого вещества, кислотности, содержания катионов и многих других факторов.

Целью работы является оценка адсорбционной активности торфа в динамических условиях по отношению к красителю, метиловому фиолетовому.

С этой целью была использована лабораторная адсорбционная установка, которая представляет собой адсорбционную ячейку с определённой высотой неподвижного слоя торфа и перистальтический насос, с помощью которого и подается восходящим потоком раствор красителя. Применение красителей для оценки качества сорбентов обусловлено рядом методических преимуществ: стабильность состава красителей, простота приготовления растворов, высокая чувствительность, экспрессность и надежность фотоколориметрического определения концентрации красителей в растворе. В связи с этим красители широко используются для изучения процессов адсорбции в водных растворах. За время протекания процесса адсорбции отбирается несколько проб фильтрата определённого объёма и замеряется их оптическая плотность. Для измерения оптической плотности в данной работе используется фотоэлектроколориметр ФЭК-56М. Для этого заранее была проведена калибровка прибора для рабочей концентрации раствора красителя, равной 1000 мг/дм³.

В данной работе используется низинный торф 902-7 (травяно-осоковый), отобранный на торфяном месторождении Жарковское-3 Шегарского района Томской области. Степень разложения торфа 25%, зольность 6,9%.

Растворы красителей это полидисперсные системы, в которых в состоянии подвижного равновесия одновременно присутствуют молекулы, ионы и их смешанные ассоциаты различного состава. Состояние подвижного равновесия в таких системах зависит, прежде всего, от природы красителя и способности его молекул к электролитической диссоциации на ионы.

Диссоциацию красителя вызывают силы аналогичные силам, которые действуют между волокнами и красителем и обуславливают избирательную адсорбцию красителя из раствора волокнистыми материалами в процессах крашения. Это силы Ван-дер-Ваальса, водородные связи и дисперсионные силы.

Красители подразделяют на три основные группы:

1. кислотные красители (анионные): это соли органических кислот, в водных растворах диссоциирующие с образованием окрашенных анионов; являются сильными электролитами;
2. основные (катионные) красители - это соли органических оснований; в водных растворах диссоциируют с образованием окрашенных катионов;
3. прямые красители - сульфогруппы; в водных растворах диссоциируют с образованием окрашенных анионов.

В данной работе применялся краситель метиловый фиолетовый, который относится к основным красителям. Метиловый фиолетовый, относится к основным красителям группы фуксина. Фуксин - старейший синтетический краситель. Он вследствие малой устойчивости окраски (особенно к свету) потерял в настоящее время своё значение как краситель для текстильных волокон, но применяется для получения некоторых кислотных марок красителей.

Основной фиолетовый краситель вследствие возможности одновременного протекания различных реакций представляет собой смесь в различной степени метилированных парафуксинов с преобладанием пентаметильного производного.

Благодаря дешевизне, метиловый фиолетовый широко применяется для изготовления чернил, штемпельной краски, получения основных лаков.

Исследование проводится при концентрации метилового фиолетового, равным 600-1000 мг/дм³, при высоте слоя торфа 6, 9, 12, 15 см.

Результаты приведены в табл.

Таблица

Зависимость времени проскока от высоты слоя торфа

Концентрация красителя С, мг/дм ³	Высота слоя торфа (L), см				К, ч/мин
	6	9	12	15	
	Время проскока (t _{пр}), мин				
600	69	208	551	577	77
700	70	104	277	314	52
800	69	104	174	210	27
900	69	104	105	138	33
1000	70	105	104	175	22

Результаты были обработаны по уравнению Шилова, которым было показано, что время защитного действия, или время работы слоя адсорбента до проскока адсорбируемого вещества в фильтрат, t_{пр} линейно зависит от длины слоя адсорбента L [4]:

$$t_{пр} = kL - t_0,$$

где t_{пр} - время защитного действия адсорбера; L - длина слоя адсорбера; t₀ - потеря времени защитного действия; k - коэффициент защитного действия слоя.

В результате получены значения коэффициента защитного действия слоя.

Таким образом, величина коэффициента защитного действия слоя, которая характеризует адсорбционные свойства в динамическом режиме, снижается от 77 до 30 ч/мин с увеличением концентрации. По величине этого коэффициента могут быть рассчитаны: время защитного действия при разных концентрациях, для разной высоты слоя торфа.

Литература

1. Белькевич П.И., Чистова Л.Р. Торф и проблема защиты окружающей среды. — Минск: Наука и техника, 1979. 55с.
2. Лиштван И.И., Базин Е.Т., Гамаюнов Н.И., Терентьев А.А., Физика и химия торфа. — М.: Недра, 1989. 304с.
3. Лиштван И.И., Базин Е.Т., Косов В.И. Физические свойства торфа и торфяных залежей. — Минск: Наука и техника, 1985.240с.
4. Адсорбционная технология очистки сточных вод /А.М. Когановский, Т. М. Левченко, И.Г. Рода, Р. М. Марутовский. - К.:Техника, 1981. - 175с.

**КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛИРУЮЩАЯ СИСТЕМА ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ
 ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ**

Н.С. Белинская, Г.Ю. Силко, С.В. Киселева

Научные руководители профессор Э.Д. Иванчина, профессор Е.Н. Ивашкина
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на отечественных нефтеперерабатывающих предприятиях наблюдается тенденция повышения эффективности использования ресурсов. Учитывая многофакторность проблемы повышения ресурсоэффективности, а именно зависимость результатов процесса от состава сырья, технологических условий, активности катализаторов и других факторов, необходимо применять системный анализ к решению поставленной проблемы. Метод математического моделирования, основанный на системном анализе, хорошо зарекомендовал себя в качестве инструмента решения таких многофакторных задач нефтепереработки. Используя модель промышленного реактора, можно с высокой точностью прогнозировать поведение исследуемой системы при изменении состава сырья или технологического режима, а также проводить необходимое количество исследований без вмешательства в работу установки [1].

Целью данной работы является разработка компьютерной моделирующей системы сопровождения процесса каталитической депарафинизации, применимой для мониторинга и оптимизации процесса гидродепарафинизации.

Внедрение на отечественных предприятиях каталитического процесса гидродепарафинизации позволяет обеспечивать рынок нефтепродуктов дизельным топливом с улучшенными низкотемпературными свойствами. Кроме того, в качестве одного из целевых продуктов в процессе гидродепарафинизации дизельных топлив является бензиновая фракция, которая содержит значительное количество изопарафинов (в среднем 45 % мас.) и нафтенов (в среднем 25 %) и может быть направлена на дальнейшую переработку в процессе риформинга.

Исходными данными для моделирования процесса депарафинизации являются технологический режим, материальный баланс и экспериментальные данные по составу сырья и продуктов с установки Л-24-10/2000, ООО «КИНЕФ».

Таблица 1

Состав сырья и продукта процесса депарафинизации

Группа компонентов	Сырье, % масс.	Изомеризат, % масс.
Парафины C ₅ -C ₉	0,58	0,11
Парафины C ₁₀ -C ₂₇	17,09	13,54
Олефины	2,1	2,63
Изопарафины	24,46	26,46
Нафтены	35,00	35,23
Моноароматические углеводороды	19,68	20,53
Полиароматические углеводороды	1,09	1,50

Снижение температуры застывания дизельного топлива в процессе гидродепарафинизации на Ni-содержащем катализаторе в среде водородсодержащего газа (ВСГ), достигается за счет превращений n-парафиновых углеводородов в двух направлениях: в результате селективного гидрокрекинга и изомеризации, что подтверждается данными материального баланса процесса, качеством целевого продукта и изменением углеводородного состава изомеризата.

Термодинамическая вероятность протекания реакций при технологических условиях процесса оценена по значению изменения энергии Гиббса при протекании реакции (ΔG), определенного с применением квантово-химических методов расчета. Формализованная схема превращений углеводородов в ходе данного процесса разработана ранее [1].

Кинетическая модель процесса каталитической депарафинизации в общем виде представляет собой систему дифференциальных уравнений изменения концентраций компонентов по времени контакта и начальных условий:

$$\frac{dC_i}{d\tau} = \sum v_i W_j$$

где C_i – концентрация i -ой группы компонентов, моль/л, τ – время контакта, ч⁻¹, v – стехиометрический коэффициент в уравнении соответствующей реакции, W_j – скорость j -ой реакции.

Начальные условия: $\tau=0, C_i=C_{i0}$.

Особенностью протекания превращения углеводородов в процессах гидропереработки является то, что они протекают в среде ВСГ. Поэтому при математическом моделировании процесса гидродепарафинизации необходимо учитывать разбавление исходного сырья газом, содержащим водород. В данной работе разбавление сырья ВСГ учтено следующим образом:

$$A = 1 + \lambda \cdot C_{H_2}; \quad \lambda = \frac{\mu_{ВСГ}}{\mu_{сырья}}$$

A – общее число молей, $\mu_{ВСГ}$ – количество моль ВСГ, $\mu_{сырья}$ – количество моль сырья, C_{H_2} – мольная доля компонента в ВСГ.

Тогда мольная доля компонентов с учетом разбавления сырья:

$$F_i' = \frac{F_i}{A}; \quad C_{H_2} = \frac{\lambda \cdot C_{H_2}}{1 + \lambda \cdot C_{H_2}}$$

Тогда концентрация веществ, участвующих в реакциях с учетом разбавления:

$$C_i = F_i' \cdot \frac{273 \cdot P}{22,4 \cdot T \cdot P_{н.у.}}$$

Время контакта определяется в зависимости от объема катализатора ($V_{кат}$) и расхода сырья (G_C) и ВСГ ($G_{ВСГ}$), по следующей формуле:

$$\tau = \frac{V_{кат}}{G_C + G_{ВСГ}}$$

Программная реализация кинетической модели осуществлена с применением среды программирования Delphi и используется для решения обратной кинетической задачи с целью определения кинетических параметров реакций (предэкспоненциальных множителей в уравнении Аррениуса (k_0) и констант скоростей (k)). Значения энергии активации реакций ($E_{акт}$), участвующих в данном процессе определены на основании литературного поиска. Значение энергии Гиббса и кинетические характеристики реакций приведены в таблице 2.

Таблица 2

Термодинамические и кинетические параметры реакций процесса гидродепарафинизации при $T=350$ °С, $P=6,9$ МПа

№	Реакция	ΔG , кДж/моль	$E_{акт}$, кДж/моль	k_0	k
1	Гидрирование полиароматических углеводородов	-65,14	50	20	$1,3 \cdot 10^{-3}$
2	Гидрирование олефинов	-52,22	48	3	$3,0 \cdot 10^{-4}$
3	Гидрирование моноароматических углеводородов	-32,52	50	20	$1,3 \cdot 10^{-3}$
4	Гидрокрекинг n-парафинов $C_{10}-C_{27}$	-85,16	83	$1 \cdot 10^7$	1,19
5	Изомеризация n-парафинов C_5-C_9	-77,75	40	$2,2 \cdot 10^3$	1,02
6	Циклизация и-парафинов	-4,98	67	60	$1,5 \cdot 10^{-4}$

Основными реакциями указанного процесса являются гидрокрекинг парафиновых углеводородов ($k=1,19$ л·с⁻¹·моль⁻¹) с длинной цепи $C_{10}-C_{27}$ нормального строения и изомеризация продуктов гидрокрекинга ($k=1,02$ с⁻¹) на Ni-содержащем катализаторе в среде водородсодержащего газа.

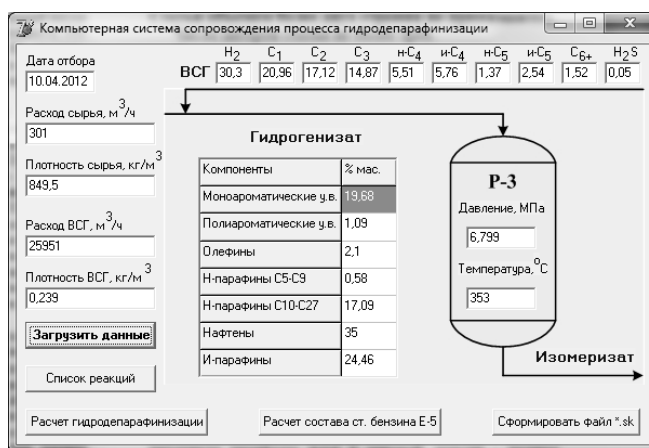


Рис. Компьютерная моделирующая система процесса гидродепарафинизации

Определенные кинетические параметры обеспечивают адекватность разработанной модели реальному процессу. Основанная на физико-химических закономерностях математическая модель позволяет проводить исследования по влиянию технологических параметров процесса на состав и выход получаемого продукта, проводить оптимизацию процесса гидродепарафинизации, а также прогнозировать состав, получаемой в процессе гидродепарафинизации бензиновой фракции.

Работа выполнена при финансовой поддержке Гранта Президента РФ НШ-422.2014.8

Литература

1. Фалеев С.А., Белинская Н.С., Иванчина Э.Д. и др. Оптимизация углеводородного состава сырья на установках риформинга и гидродепарафинизации методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимии. Научно-технические достижения и передовой опыт. – М., 2013 – № 10. – С. 14-18

2. Белинская Н. С., Силко Г.Ю., Францина Е.В. и др. Разработка формализованной схемы превращений углеводородов и кинетической модели процесса гидродепарафинизации дизельных топлив // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2013. – Т. 322. – № 3. – С. 129 – 133

ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ОДНО- И ДВУХКОЛОННОЙ СХЕМЫ РЕКТИФИКАЦИИ НЕФТИ

Н. С. Вдовушкина

Научный руководитель доцент М. А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ устойчивости – необходимый этап проектирования ректификационных установок, разработки контуров управления, оптимальной и безопасной эксплуатации действующих производств.

При эксплуатации установок ректификации время от времени в системе возникают отклонения некоторых параметров от регламентных значений, что может вывести систему из стационарного режима работы.

Под анализом устойчивости понимают выявление областей значений параметров, в которых система является неустойчивой, либо обладает высокой параметрической чувствительностью.

Проведение такого анализа целесообразно как на этапе проектирования, так и в процессе эксплуатации. Современные программные комплексы, предназначенные для проектирования и оптимизации ХТС, позволяют построить математические модели и получить исходные данные для анализа устойчивости и параметрической чувствительности.

Схема установки ректификации может быть достаточно сложной, содержать частично или полностью интегрированные потоки, которые усиливают взаимное влияние параметров, ухудшают управляемость и усложняют поиск оптимальных режимов работы. Небольшое отклонение параметров от заданного значения может привести к ухудшению продуктивных показателей и нештатным ситуациям.

Оценка параметрической чувствительности позволяет выявить области значений, в которых система неустойчива.

Под чувствительностью выходной переменной y_i параметра p_j понимают величину $S_{p_j}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial p_j}$.

Аналогично определяется чувствительность выходной переменной относительно изменений входных и управляющих переменных $S_{x_k}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial x_k}$, $S_{u_l}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial u_l}$. В практике расчетов находят применение нормированные

коэффициенты чувствительности $S_{p_j}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial p_j} \cdot \frac{p_j}{y_i}$, $S_{x_k}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial x_k} \cdot \frac{x_k}{y_i}$, $S_{u_l}^{y_i} = \frac{\partial y_i}{\partial u_l} \cdot \frac{u_l}{y_i}$ [2].

Цель работы – анализ параметрической чувствительности колонны фракционирования нефти.

Расчеты выполнены в программе HYSYS.

В качестве объекта исследования приняли две схемы фракционирования нефти:

1) ректификационная колонна, состоящая из отпарной колонны и конденсатора (рисунок 1);

Для первой схемы были проведены исследования влияния возмущений на технологические параметры. Для исследований приняты возмущения расходов потока питания и флегмового числа на +1, +2, +5% от начального значения. Погрешность расчетов параметров в программе HYSYS составляет около 5%, что помогло выбрать максимальное значение отклонения [1]. В качестве выходных контролируемых параметров приняты содержание компонентов в дистилляте, температура и давление в верхней части колонны, в силу их важности для получения продукта заданного качества и стабильной работы колонны.

Анализ результатов показал, что для всех нагрузок параметрическая чувствительность по расходу пара и жидкости незначительна. По флегмовому числу наблюдается область высокой параметрической чувствительности. Коэффициент параметрической чувствительности с ростом температуры кипения компонентов и с понижением их содержания в дистилляте увеличивается.

По результатам расчета установили, что параметрическая чувствительность температуры к расходу флегмы, пара и жидкости значительно выше, чем чувствительность давления.

По второй схеме проведены исследования влияния расхода пара в куб второй колонны на выходы продуктов. Анализ параметрической чувствительности проведен при изменении расхода пара в куб колонны от 2 до 5 % от массы мазута, отбираемого с установки. Для возможности расчета параметрической чувствительности возмущение каждого расхода составило от 1 до 5%. Так же проведен анализ влияния расхода орошений b, c, e, d (рисунок 2) на выход дизельной фракции и сумму легкого и тяжелого бензина. Возмущение расхода орошений от начального значения составило от минус 10 до плюс 10 % с шагом 2.

Расчеты показали, наличие области высокой параметрической чувствительности к небольшим возмущениям расхода пара в куб колонны. Возмущение орошений в исследованных пределах не привело к значительным изменениям выхода дизельной фракции и смеси легкого и тяжелого бензина.

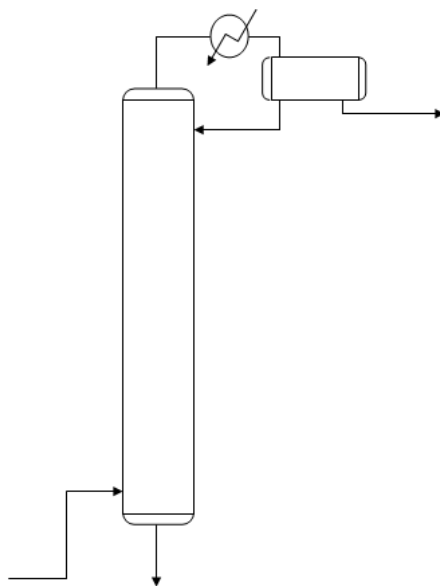


Рис. 1 – Колонна фракционирования нефти

2) схема ректификации с частично интегрированными потоками

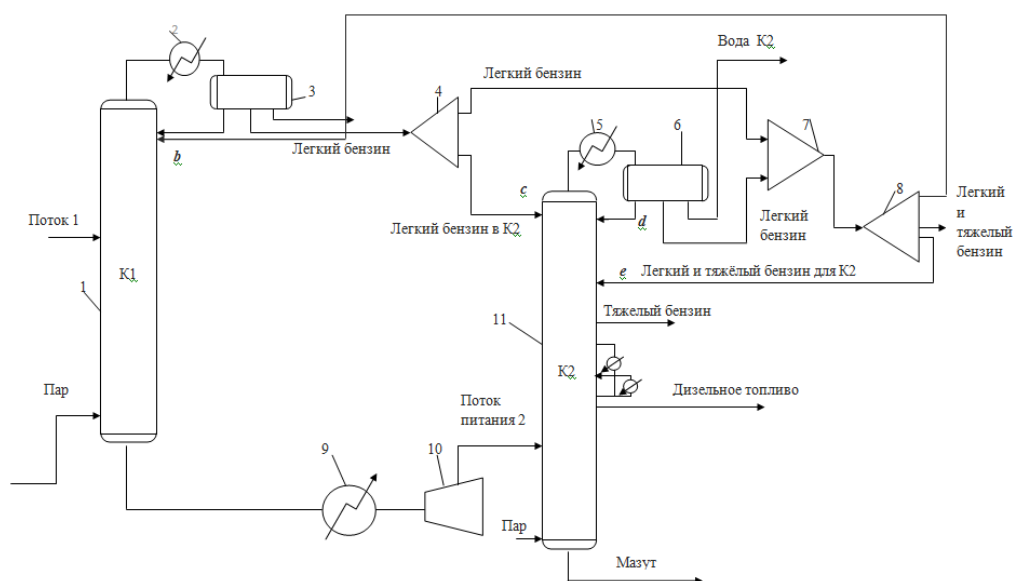


Рис. 2 – Технологическая схема фракционирования нефти

Расчеты позволили выявить области высокой параметрической чувствительности, попадание в которые будет оказывать отрицательное влияние на работу установки фракционирования нефти. Результаты расчетов могут быть использованы при проектировании схем автоматизации и оптимизации управления установок переработки нефти.

Литература

1. Самборская М. А. Анализ параметрической чувствительности колонны фракционирования нефти// *Фундаментальные исследования*. – М., 2012. - № 6. – С. 465 – 470.
2. Кафедра математического моделирования и оптимизации химико-технологических процессов СПбГТИ (ТУ) [Официальный сайт]. URL: <http://futurewings.ru/rus/> (дата обращения: 02.03.2014).

**ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСА РТ-
 КАТАЛИЗАТОРА ДЕГИДРИРОВАНИЯ ПРИ СНИЖЕНИИ КРАТНОСТИ ЦИРКУЛЯЦИИ
 ВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА**

В.В. Платонов, М.А. Волков

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из важнейших параметров процесса дегидрирования парафинов – одной из основных стадий производства линейных алкилбензолов – является мольное соотношение водород/сырье или связанная с этим соотношением кратность циркуляции водородсодержащего газа (ВСГ). Известно, что увеличение мольного соотношения водород/сырье способствует снижению коксоотложения на платиносодержащем катализаторе и увеличению срока его службы. В то же время увеличение объема циркулирующего на установке газа тормозит целевую реакцию и обуславливает увеличение энергетических затрат.

Очевидно, что такой важный параметр как мольное соотношение водород/сырье при эксплуатации уже действующих установок должен выбираться на основе технико-экономического анализа, выполненного с учетом влияния кратности циркуляции водородсодержащего газа на выход и качество получаемых продуктов в условиях изменяющегося состава сырья и активности катализатора. Однако опубликованные экспериментальные данные о влиянии кратности циркуляции водородсодержащего газа на показатели процесса дегидрирования немногочисленны и часто противоречивы [1–2].

В данной работе необходимо было определить возможность гидрирования отложившегося кокса на Рт-катализаторе. Проведенный термодинамический анализ рассматриваемого процесса показал, что реакции коксообразования из ароматических и диеновых углеводородов протекают как в прямом и обратном направлении.

При этом рассматривались следующие реакции гидрирования коксогенных структур (КГС):

1) $\text{КГС} + \text{H}_2 \rightarrow \text{арены}$; 2) $\text{КГС} + \text{H}_2 \rightarrow \text{диолефины}$.

Энергии Гиббса отдельных веществ были рассчитаны с применением компьютерной системы молекулярного моделирования. В расчетах использован полумпирический метод РМЗ. Полученные результаты приведены в табл. 1.

Таблица 1.

Энергии Гиббса для компонентов и реакций гидрирования промежуточных коксогенных структур

Соединение	Энергия Гиббса $\cdot 10^{-3}$ при $T=753 \text{ K}$, кДж/моль	ΔG гидрирования $\cdot 10^{-3}$, кДж/моль	
		до аренов	до диолефинов
Графен C32H14	-386,5	-65,7	-47,9
Графен C42H18	-503,8	-89,0	-65,8
Графен C80H22	-947,1	-181,7	-134,5
Графен C100H26	-1183,4	-227,6	-168,6
Фуллерен C20	-294,2	12,0	23,8
Фуллерен C60	-682,7	-163,9	-128,5
Фуллерен C80	-911,5	-217,3	-170,1
Гексагональная структура C28H42	-383,0	-14,6	-2,8
Гексагональная структура C42H58	-567,1	-26,2	-2,5
Гексагональная структура C78H100	-1041,6	-61,5	-20,2

Как показано в табл. 1, многие реакции типов «диолефины \rightarrow КГС+H₂» и «арены \rightarrow КГС+H₂» характеризуются небольшими по модулю значениями энергии Гиббса, что указывает на возможность их протекания как в прямом, так и в обратном направлении. Особенного внимания заслуживают реакции с участием гексагональных структур, которые в наибольшей степени относятся к аморфному коксу (т.к. обладают соотношениями С:Н в интервале от 0,67 до 0,78). Это позволяет говорить о возможности достижения равновесия между образованием промежуточных коксогенных структур и их гидрированием.

Учитывая стехиометрию реакций гидрирования кокса водородом до ароматической структуры и окисления до СО, были проведены прогнозные расчеты показателей процесса дегидрирования с использованием разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики математической модели [3], а именно был определен расход воды в реактор, компенсирующий снижение мольного соотношения водород/сырье с 7/1 до 6/1.

В первом случае мы задавались постоянной концентрацией олефинов в продуктовой смеси реактора дегидрирования на уровне 8,7 % мас. и постоянным составом перерабатываемого сырья. При этих условиях на модели была определена концентрация кокса на катализаторе и диолефинов в продуктовом потоке реактора дегидрирования при различных мольных соотношениях водород/сырье и температуре, табл. 2.

Как видно, при снижении мольного соотношения водород/сырье с 7/1 до 6/1 усиливается интенсивность реакций коксообразования и увеличивается концентрация побочных продуктов.

Для подавления побочных реакций требуется подавать воду в реактор дегидрирования увеличивающимися порциями к концу сырьевого цикла.

При снижении мольного соотношения водород/сырье с 7/1 до 6/1 рекомендуемый расход воды будет выше, т.к. процесс коксообразования будет протекать более интенсивно. Так, для сырья постоянного состава расход воды для компенсации снижения мольного соотношения приведен в табл. 2.

Таблица 2.

Показатели процесса дегидрирования в зависимости от температуры и мольного соотношения водород/сырье

Т, °С	Диолефины, мас. %		Кокс, мас. %		Олефины, масс. %		Рекомендуемый расход воды при l=7/1, л/ч	Рекомендуемый расход воды для компенсации снижения мольного соотношения до l=6/1, л/ч
	l=6/1	l=7/1	l=6/1	l=7/1	l=6/1	l=7/1		
467	0,54	0,53	0,1	0	9,04	8,72	4,0	4,0
468	0,53	0,53	0,2	0	8,96	8,80	4,0	4,0
469	0,52	0,54	0,4	0	8,89	8,88	4,0	4,0
470	0,53	0,55	0,5	0,1	8,97	8,96	4,0	4,0
471	0,54	0,56	0,6	0,2	9,08	9,04	4,0	4,0
472	0,56	0,57	0,8	0,4	9,20	9,14	4,0	4,0
473	0,57	0,59	0,9	0,5	9,32	9,24	4,0	4,0
474	0,58	0,60	1,0	0,6	9,44	9,35	4,0	4,5
475	0,60	0,61	1,2	0,7	9,57	9,47	4,5	5,0
476	0,62	0,63	1,3	0,8	9,71	9,60	5,0	5,5
477	0,64	0,65	1,5	1,0	9,90	9,74	6,0	6,5
478	0,66	0,67	1,6	1,1	10,10	9,89	7,0	7,5
479	0,69	0,69	1,7	1,3	10,30	9,90	7,5	8,5
480	0,71	0,71	1,8	1,4	10,54	9,92	8,5	9,5
481	0,75	0,73	1,9	1,6	10,82	9,95	9,5	10,5
482	0,80	0,77	2,0	1,7	11,24	9,97	10,5	12,0

Так, увеличение расхода воды позволит сохранить срок службы катализатора на уровне 280–300 суток с увеличением среднесуточной выработки олефинов на 2,5–3,0 % отн.

Таким образом, в настоящее время процесс дегидрирования n-парафинов имеет огромное значение, так как n-олефины, образующиеся в результате данного процесса, применяются в качестве сырья для получения линейных алкилбензолов и алкилбензолсульфонатов, являющихся продуктами производства целого ряда важнейших химических веществ. Особо важными среди них являются поверхностно-активные вещества и различные синтетические моющие средства, которые содержат безвредные компоненты и обладают высокой биологической разлагаемостью.

Применение математических моделей, основанных на физико-химических закономерностях превращения углеводородов на поверхности катализатора, позволяют выработать рекомендации по оптимизации технологического режима с сохранением качества получаемой продукции.

По результатам исследований можно предложить, что одним из вариантов повышения эффективности процесса дегидрирования высших парафинов является оптимизация работы реакторного блока путем снижения мольного соотношения водород/сырье с 7:1 до 6:1 при неизменном расходе сырья, составляющем 75 м³/час, что достигается при определенном изменении расхода деминерализованной воды в реактор, профили которого в зависимости от объема и состава перерабатываемого сырья, а также от достигаемой выработки целевых продуктов – линейных алкилбензолов – изменяются.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ.

Литература

1. Буюнов Р.А. Закоксовывание катализаторов. – Новосибирск: Наука, 1983. – 334 с.
2. Скарченко В.К. Дегидрирование углеводородов; Академия наук Украинской ССР, Институт газа; под ред. К. Е. Махорина. – Киев: Наукова думка, 1981. – 328 с.
3. Kravtsov A. V. , Ivanchina E. D. , Ivashkina E. N. , Frantsina E. V., Kiselyova S. V., Romanovsky R. V. Thermodynamic Stability of Coke-Generating Compounds Formed on the Surface of Platinum Dehydrogenation Catalysts in Their Oxidation with Water // Petroleum Chemistry, 2013 - Vol. 53 - №. 4. - p. 267-275

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

С.Н. Гизатуллина

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день научно-техническую политику в нефтяной и газовой промышленности определяют требования, предъявляемые к объему добычи и качеству углеводородного сырья, поступающего от промыслов на заводскую переработку, а также в товарные парки. Наличие мощной сырьевой базы, дефицит нефтепродуктов и развитие рыночных отношений создают объективные предпосылки для расширения

масштабов использования природных углеводородов, совершенствования технологических схем подготовки и переработки нефти на промыслах и модернизации используемого оборудования.

На небольших месторождениях, которые по экономическим соображениям не могут быть связаны между собой транспортными трубопроводами, используют комплексную систему подготовки жидких углеводородов с конечной целью получения некоторых продуктов переработки, таких как, бензин, дизельное топливо и печной мазут [1].

На нефтепромыслах эксплуатируются различные системы сбора и подготовки нефти. Применяются экологические безопасные герметизированные системы сбора, очистки и хранения. Процесс подготовки нефти на промыслах должен обеспечивать одновременно выполнение следующих основных требований:

- эффективное извлечение и отделение жидких углеводородов от пластовой воды;
- увеличение производительности и степени использования технологического оборудования;
- соответствие товарной продукции соответствующим стандартам в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002

[3].

Развитие промысловых технологий идет по пути модернизации процессов в соответствии с возрастающей значимостью углеводородного сырья в экономике страны и повышением требований к товарной нефти. Многообразие характеристик продукции газоконденсатных и нефтяных промыслов ограничивает использование типовых технологических схем и аппаратов, что вызывает необходимость дифференцированного подхода для каждого конкретного случая.

Для решения данных задач в настоящее время наиболее эффективным является применение математического моделирования. На кафедре химической технологии топлива ТПУ была разработана моделирующая система расчета процессов промышленной подготовки нефти [4]. Данная моделирующая система позволяет рассчитывать процессы сепарации, каплеобразования и отстаивания. При разработке математического описания процесса каплеобразования процесс разрушения водонефтяных эмульсий рассматривался состоящим из двух этапов: массообмена и коалесценции.

Предложена детализация иерархической схемы построения моделей технологии промышленной подготовки нефти до уровня основополагающих процессов с последующим интегрированием их в модели аппаратов и технологическую схему (рис.1)

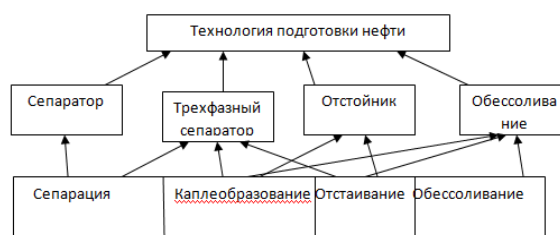


Рис. 1 Иерархическая структура моделирования технологии промышленной подготовки нефти.

В данной работе проведены расчеты процессов разделения водонефтяной эмульсии в трехфазном сепараторе установки подготовки нефти УПН-1, схема которой приведена на рис. 2.

Установка подготовки нефти на Верхнечонском месторождении является автоматизированной установкой, предназначенной для обессоливания, обезвоживания нефтяных эмульсий и подготовки товарной нефти. Установка состоит из таких аппаратов, как сепараторы первой ступени, «Хитер-Тритер» I и II типа, трехфазные сепараторы, печи трубчатые блочные; электродегидраторы; концевые сепараторы [2].

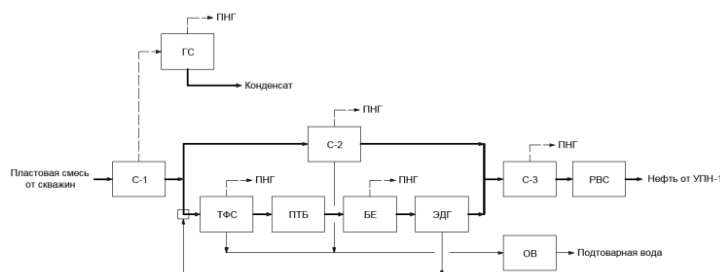


Рис. 2 Блок-схема установки подготовки нефти УПН-1:

С-1 – сепараторы первой ступени; С-2 – аппараты «Хитер-Тритер» I и II типа; ТФС – трехфазные сепараторы; ПТБ – печи трубчатые блочные; БЕ – буферная емкость; ЭДГ – электродегидраторы; С-3 – концевые сепараторы; РВС – резервуарный парк товарной нефти; ПНГ – попутный нефтяной газ

Целью данной работы является исследование процесса отстаивания в трехфазном сепараторе установки промышленной подготовки нефти. При варьировании технологических параметров, таких как температура, расход и обводненность водонефтяной эмульсии, были проведены расчеты содержания воды и солей в нефти на выходе из трехфазного сепаратора, полученные с применением моделирующей системы. Исследования проводились для

нефти со следующими физико-химическими свойствами: плотность-864,1кг/м³; вязкость-5,1мПа*с; молекулярная масса-292г/моль; содержание компонентов C₆⁺ 68,6%моль. Пример результатов расчетов представлен в таблице.

Исследование влияния температуры на диаметр капли воды в нефти показало, что при варьировании температуры в интервале от 5 до 25°C наблюдается уменьшение размера капель воды в нефти до 5,49*10⁻²м. При этом содержания воды в нефти уменьшается до 1,9%.

Таблица

Результаты расчетов
(P=490000Па; содержание воды в нефти =20% масс.,расход=182,6т/час)

Параметры	Значения параметров	
	T=20°C	T=15°C
Время осаждения, мин	47.64	47.72
Диаметр массообменной секции, м	38.51	0.31
Плотность эмульсии на выходе, кг/м ³	838.5	840.91
Вязкость эмульсии на выходе, мПа*с	5.62	6.33
Максимальный размер капель, м	5.49401E-02	5.50951E-02
Обводненность на выходе, %масс.	2.1654	2.47
Содержание солей в нефти,	1043.36	1190.46

При исследовании влияния расхода на остаточную обводненность в нефти было показано, что при увеличении расхода водонефтяной эмульсии до 220 *10³ кг/год наблюдается рост содержания воды в нефти до 2,95%масс.

Также исследования показали, что обводненность на входе на обводненность нефти на выходе из трехфазного сепаратора, при варьировании обводненности в интервале от 5% до 20%масс. Приводит к повышению содержания воды в нефти до 2,47%масс.

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- с увеличением температуры, диаметр капель изменяется незначительно;
- с увеличением расхода, диаметр капель возрастает;
- содержание воды в нефти на выходе из аппарата, при увеличении обводненности нефти на входе в

ТФС растет;

Таким образом по результатам проведенных исследований, можно рекомендовать следующие технологические режимы проведения процесса обезвоживания: температуру равную 25°C, расход равный 100*10³ т/год, которые способствуют наиболее эффективному протеканию процесса.

Литература

1. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Бешагина Е.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Гавриков А.А. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учеб. пособие.-ТПУ.-Томск: Изд-во Томского политехнического университета,2012.-126с.
2. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промышленной подготовки нефти//Нефтепереработка и нефтехимия. — М., 2013. - №10. -С.41 -44.
3. Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия. ГОСТ Р 51858-2002..
4. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А.//Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2005. -Т. 308. - №4. - С. 127 -130.

ДИАГНОСТИКА ПРИЧИН ОТКЛОНЕНИЙ В РАБОТЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ УСТАНОВОК КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА С ПОМОЩЬЮ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Данг Нян Тхонг, Нгуен Мань Хиеу

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На основе задачи повышения эффективности нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, компьютерное моделирование является неотъемлемым этапом их решения. Каталитический риформинг является одним из базовых процессов нефтепереработки, его техническая и экономическая эффективность во многом определяют эффективность производства товарных бензинов в целом. При этом с помощью компьютерного моделирования удобно проводить мониторинг и контроль процессов, происходящих в аппаратах технологической системы, в частный случай проводить диагностику причин отклонений в работе промышленных установок каталитического риформинга.

Целью данной работы является создание программы для вывода причины приводящей к отклонениям технологического процесса и дать рекомендации по устранению этой причины на основе объектно-ориентированного языка Delphi. Необходимо отметить, что Delphi – это высокопроизводительный компилятор в машинный код, масштабируемые средства для построения баз данных, позволяет нам строить программы весьма

быстро и наглядно из заранее подготовленных объектов, а также дает нам возможность создавать свои собственные объекты для среды Delphi.

Для создания программы в языке Delphi, необходимо создать базы знаний технологического процесса. Наличие баз знаний необходимо для оперативного проведения диагностики отклонений в работе промышленных установок, выбора оптимального варианта технологической схемы переработки определенного сырья и нахождения оптимальных режимных параметров. Первым этапом при создании баз знаний химико-технологических процессов является систематизация всей совокупности знаний о предметной области. Для систематизации знаний о процессе каталитического риформинга бензинов на основании кинетических и технологических закономерностей протекания процесса, особенностей его промышленного оформления и целевого назначения выявлена многоуровневая иерархическая структура. Вертикальные связи данной структуры являются основой для рассмотрения типового процесса нефтепереработки. Верхний уровень связей характеризует целевое назначение процесса и является базовым для дальнейшего описания.

Так, для процесса каталитического риформинга бензинов можно выделить следующие концепции о влиянии фракционного состава сырья [2]:

1. Наличие в сырье легких фракций, кипящих ниже 850С (использование фракции 62 – 1800С): Предопределяет получение низкооктановых бензинов (октановое число менее 76 пунктов по моторному методу); низкий выход продукта за счет газообразования; для увеличения глубины переработки легкого сырья рекомендуется повышение температуры на входе в первый и второй реакторы при увеличении кратности циркуляции ВСГ и снижении объемной скорости подачи сырья.

2. тяжеление сырья способствует: повышению октанового числа катализата; повышению выхода катализата; повышению коксообразования, т.е. дезактивации катализатора.

Влияние группового состава сырья риформинга также можно отразить в нескольких концепциях. На основании выделенных концепций строятся семантические выводы. Из множества альтернативных вариантов, предусмотренных базой знаний, выбирается наиболее обоснованная гипотеза. Диагностике отклонений в работе промышленных установок отведен следующий уровень иерархической структуры.

При диагностике причин отклонений и получении рекомендаций по их ликвидации и оптимальному ведению процесса используются знания, содержащиеся на нижних уровнях иерархической структуры, включающие сведения о состоянии катализатора, условиях переработки сырья и целевых продуктах.

Систематизация знаний соответствует логической цепочке рассуждений:

отклонение → признаки → причины отклонения → диагноз → рекомендации.

А конкретные ситуации и выход из них рассмотрены в виде правил – продукций, соответствующих логической цепочки рассуждений. Однако, если выход из ситуации не однозначный, то предлагается несколько вариантов на усмотрение пользователя.

Процедура вывода решений состоит в последовательном рассмотрении ситуации, приводящих к тому или иному отклонению, выбору в режиме диалога наиболее существенного признака причин отклонения и, затем, с помощью правил заложенных в базу знаний, получению рекомендации по их устранению.

Набор правил формируется на основе опыта эксплуатации промышленных установок эмпирическим путем. Эти правила, называемые эвристиками, должны быть тщательно проверены и подтверждены при работе нескольких промышленных установок. Например, для проведения диагностики отклонений в работе промышленных установок каталитического риформинга бензинов выявлен следующий набор правил:

Если «отклонением в работе промышленной установки является снижение выхода катализатора» и «признаком причины отклонения является увеличение давления более чем на атм», то «рекомендуется снизить кратность циркуляции ВСГ».

Количественные рекомендации изменений технологических параметров могут быть рассчитаны с помощью математической модели процесса каталитического риформинга бензинов.

Рассмотренная ситуация будет являться фрагментом базы знаний каталитического риформинга бензинов.

В данном случае «снижение октанового числа катализатора» будет внесено в слот фрейма «отклонения», «Количество парафиновых углеводородов в сырье увеличилось» в слот фрейма «Признаки причины отклонений», «Изменение технологических условий ведения процесса» в слот «Рекомендации».

Процесс создания программы на языке Delphi включается в следующих этапах:

1. Для начала запускаем Delphi. После запуска, перед нами появиться окно нашего будущего приложения. Код, который уже сгенерирован, можно просмотреть в окне кода, для перехода к нему нажмём F12. Автоматически создаётся проект с названием Prioject1. Пока нечего не изменяем, а первая очередь, нужно создать файлы БД. Для этого, с помощью Блокнот создаем текстовые файлы с названием n.txt, n.m.txt, n.m.p.txt соответствуют Отклонения, Причины и Рекомендации.

2. Вставляем картинку в рабочее окно Form1, схематично показывающую промышленных установок каталитического риформинга. Для этого нажмем на вклад Additional > Image и рисуем рамку в окне Form1. После этого, на свойство Image на Object Inspector и укажем доступ к файлу картины.

3. Аналогично создаем ListBox1, Listbox2 и Memo1 для показания соответственно Отклонения, Причины и Рекомендации. Для удобства запуска и завершения программы, создаем объекты Image2: пустое изображение и Button1: кнопка Exit.

4. Создаем названия для каждого созданного выше элемента с помощью вклада Additional > Label. Все объекты размещаем на окне Form1 так, чтобы удобно для смотра, примерно как показывается на рис.

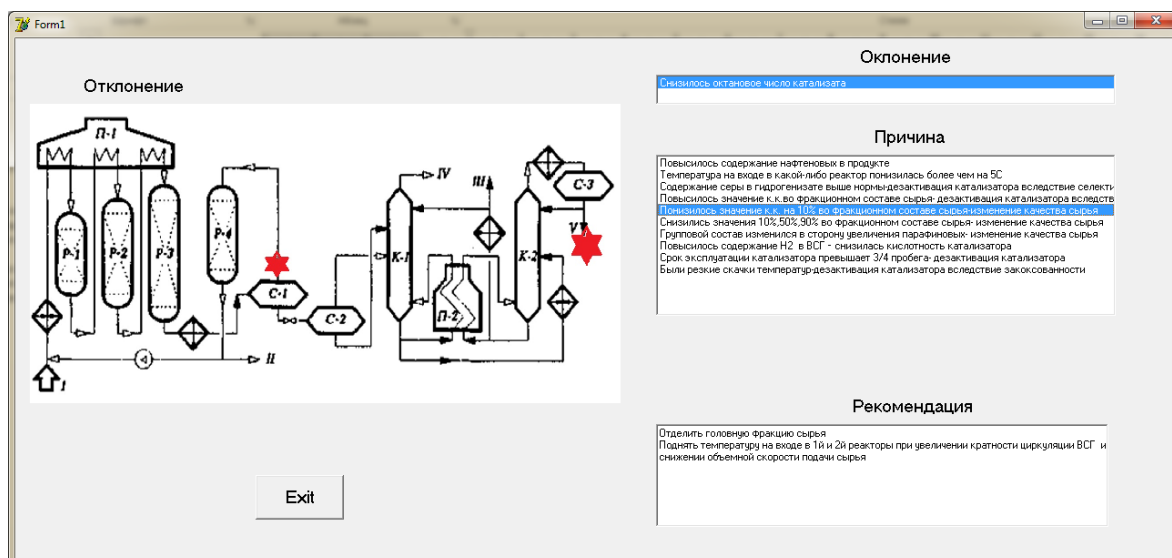


Рис. Разработка программы

5. Далее назначим действия для соответствующих объектов. Двойным щелчком левой кнопки мыши, переходим к окну кода и допишем нужный код для работы нашей программы. Код программы представлен ниже.

6. Для того, чтобы при перемещении курсора мышки в области отклонение схемы появилось указание «Отклонение», выделите кнопку, и перейдем на вкладку Events окна Object Inspector, двойным щелчком левой кнопки мыши, задаём в событие OnMouseMove, действие Image2MouseMove.

7. Итак, чтобы установить соответствие между отклонениями и причинами, так же соответствие между причинами и рекомендациями, введены переменные Pt и Ot, значение которых содержит количество признаков причин, приводящих к отклонению, содержащему в файле 1.1.txt, и рекомендации, содержат в файлах 1.1.n.txt. Номер причины и рекомендации, назначается ручном щелчком левой кнопки мыши.

Пример результата работы данной программы представлен на рис.

Литература

1. Бесков В. С. Моделирование каталитических процессов и реакторов. – М.: Химия, 1991. – 252 с.
2. Бесков В. С. Общая химическая технология и основы промышленной экологии. – М.: Химия, 1999. – 472 с.
3. Иванчина Э. Д., Ивашкина Е. Н. Построение интеллектуальной системы с использованием компьютерной среды Delphi. Методические указания к лабораторной работе для студентов химико-технологического факультета. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 40 с.
4. Кравцов А. В., Иванчина Э. Д. Интеллектуальные системы в химической технологии и инженерном образовании. – Новосибирск: Наука, 1997. – 200 с.
5. Кравцов А. В., Иванчина Э. Д. Компьютерное прогнозирование и оптимизация производства бензинов. Физико-химические и технологические основы. – Томск: STT, 2000. – 192 с.
6. Кравцов А. В., Иванчина Э. Д. // React.Kinet.Catal.Lett., 1997. – v.30. – N12. – p.199–204.
7. Мешалкин В. П. Экспертные системы в химической технологии. – М.: Химия, 1995. – 368 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

А.Ю. Житникович

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На месторождениях из скважин вместе с нефтью добывается пластовая вода. По мере разработки нефтяных месторождений объемы пластовых вод увеличиваются, и на конечном этапе разработки могут достигать 95-98% [1].

Вода, взаимодействуя с нефтью, образует стойкую эмульсию. Поэтому необходимо обезвоживать нефть как можно раньше с момента образования эмульсии. Целесообразно проводить отделение пластовой воды от нефти на промыслах.

Так же причиной, по которой необходимо обезвоживать нефть на промыслах является высокая стоимость транспорта балластной пластовой воды. Транспортировка обводненной нефти увеличивается в цене в результате перекачки дополнительных объемов пластовой воды, и в связи с тем, что вязкость данной эмульсии выше, чем чистой нефти.

Пластовая вода имеет в своем составе различные минеральные соли: хлористый натрий, хлористый кальций, хлористый магний и в больших количествах механические примеси. Соли придают смеси воды и нефти

высокую коррозионную активность, а механические примеси легко отлагаются в суженных местах труб и местах изгибов, уменьшая живое сечение труб и ухудшая процесс теплопередачи в теплообменном оборудовании [3].

При обезвоживании нефти на месторождении большая часть воды, солей и механических примесей удаляется.

Существуют два различных варианта осуществления процесса сброса воды на дожимную насосную станцию (ДНС) в газонасыщенном состоянии:

первый вариант, когда разделение газовой, нефтяной и водной фаз производится в одном аппарате (трехфазном сепараторе). Данный вариант применяется в том случае, если не предъявляются повышенные требования к качеству выходящих с установки воды, нефти и газа, а также при небольшой (до 10 тыс. м³/сут.) производительности установки предварительного сброса воды (УПСВ);

во втором варианте разделение фаз осуществляется последовательно в разных аппаратах. Сначала в нефтегазовом сепараторе от жидкости отделяется свободный газ, затем жидкость направляется в аппарат – водоотделитель (отстойник), где происходит ее разделение на нефтяную и водную фазы. Данный вариант позволяет обеспечить получение нефти, содержащей до 5% воды, содержание нефтепродуктов в которой составляет 20-50 мг/л [1].

УПСВ предназначены для дегазации нефти, отбора и очистки попутного газа, сброса пластовой воды под избыточным давлением. Продуктом УПСВ является обезвоженная нефть, поступающая на ЦПС, затем на установку подготовки нефти. Часть нефтяного газа, выделившегося в сепараторе первой ступени, поступает в сепаратор газовый для дополнительной очистки газа от капельной жидкости. Очищенный газ поступает на узел учета и распределения нефтяного газа на собственные нужды: подогреватели нефти, дежурные горелки факела высокого давления и факела низкого давления [2].

Исходные данные для проведения расчетов приведены в таблицах 1,2.

Таблица 1

Состав нефти

Параметр	Массовые концентрации, %		
	Западно-Лугинецкое	Нижнелугинецкое	На входе на УПСВ
Месторождение			
Двуокись углерода	0,07	0,12	0,10
Азот	0,05	0,07	0,06
Метан	1,65	2,28	1,99
Этан	0,41	0,49	0,46
Пропан	1,53	1,74	1,64
Изо-бутан	0,50	0,55	0,53
Бутан	1,82	1,75	1,78
Изо-пентан	0,87	0,82	0,84
Пентан	1,49	1,32	1,40
Остаток	50,60	65,09	58,35
Вода	41,02	25,76	32,85
Плотность нефти, кг/м ³	825,3	823,9	824,6

На основании обработанных данных с промышленной установки была сформирована математическая модель промысловой подготовки нефти на установке предварительного сброса воды в программной среде HYSIS.

Таблица 2

Технологические показатели DNS с УПСВ

Наименование показателя	Западно – Лугинецкое месторождение	Нижнелугинецкое месторождение	Всего
Производительность по жидкости, кг/ч	8391,67	9541,67	17933,33
Производительность по нефти, кг/ч	4718,33	6887,92	11606,25
Производительность по газу, м ³ /сут	133014	14877	147891
Газовый фактор, м ³ /т	90,7	90	90,3

Данная модель позволяет провести расчет при различных технологических параметрах, а так же сделать прогноз работы установки при остановке работы аппарата на ремонт и дать рекомендации по оптимальному использованию данной промышленной установки.

Модель имеет следующий вид:

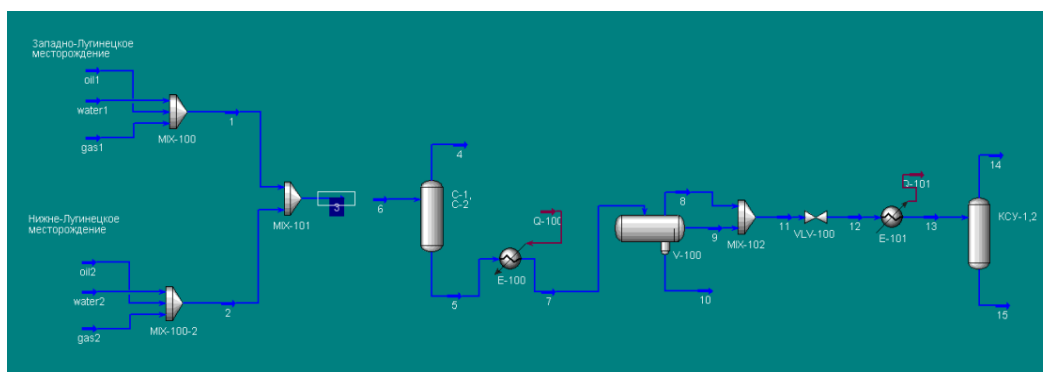


Рис. 1 Рабочее окно

На данной модели были проведены расчеты составов потоков, представленные в таблице 3.

Таблица 3

Результаты расчета

Параметры	Массовая концентрация, % масс.						
	6	5	4	7	13	15	14
Поток							
CO ₂	0,10	0,02	2,26	0,02	0,03	0,00	0,90
N ₂	0,06	0,00	1,54	0,00	0,00	0,00	0,05
CH ₄	1,99	0,10	52,39	0,10	0,15	0,01	5,73
C ₂ H ₆	0,46	0,12	9,45	0,12	0,18	0,03	5,82
C ₃ H ₈	1,64	0,97	19,53	0,97	1,48	0,63	33,68
iC ₄ H ₁₀	0,53	0,43	3,21	0,43	0,65	0,42	9,30
C ₄ H ₁₀	1,78	1,55	7,86	1,55	2,36	1,72	26,68
iC ₅ H ₁₂	0,84	0,81	1,56	0,81	1,23	1,08	6,97
C ₅ H ₁₂	1,40	1,38	1,89	1,38	2,10	1,91	9,23
C ₆₊	58,35	60,54	0,01	60,54	91,78	94,19	0,08
H ₂ O	32,85	34,07	0,30	34,07	0,04	0,01	1,56
Массовый расход, кг/ч	19257,93	18563,29	694,6368	18563,29	12243,71	11930,60	313,11
ДНП, кПа						63,9501	

Таким образом, разработанная модель позволяет рассчитывать и прогнозировать составы потоков и основные регламентируемые параметры, такие как давление насыщенных паров, и содержание воды в нефти.

Литература

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : Учебник для вузов / Г. С. Лутошкин. — 3-е изд., стер. — М. : Альянс, 2005. — 319 с.
2. Технологический регламент. Обустройство Западно-Луганецкого месторождения. Дожимная насосная станция (ДНС), 2012г.
3. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. — Казань: ФЭН, 2000. —415с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО ЖИДКОГО ТОПЛИВА Фам Дай Зьонг

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Новый этап развития технологий направлен на использование альтернативных источников топлива. Одним из таких способов, является процесс под названием синтез Фишера - Тропша, с помощью которого возможно получение синтетических углеводородов. По обзору литературных данных, можно отметить, что топливо полученное из нефтяного сырья имеет ряд недостатков, таких как низкое октановое число основной массы получаемого бензина, высокое содержание ароматических углеводородов, серо- и азотсодержащих соединений, что не позволяет российскому рынку конкурировать с зарубежными производителями[3]. В свою очередь, процесс Фишера- Тропша (ФТ) дает возможность производства синтетического жидкого топлива, соответствующего по качеству европейским стандартам, путем гидрирования оксида углерода, полученного из природного газа. Продуктами данного процесса являются: углеводороды – от метана до твердых парафинов, спирты, карбоновые кислоты, эфиры, альдегиды и т.д.[4].

Целью данной работы является исследование процесса ФТ на математической модели, в результате которых можно сделать выводы о целесообразности использования данного синтеза и влияния технологических параметров на качество получаемого топлива.

В промышленности используются два основных вида катализаторов: кобальтовые и железные [1,2]. Эффективность обоих является достаточно высокой, но при разных условиях, так на железных катализаторах осуществляется процесс при температуре 523 -573 К и давлении 0,1-1 МПа, на кобальтовых – при температуре 473-513 К и давлении 0,1-1 МПа. Различия наблюдаются в выходе олефиновых фракций, если на кобальтовых катализаторах он составляет от 10-20% от общего числа C2+, то на железных – 50 и более %, при этом содержание олефинов в легких фракциях больше, чем в тяжелых [3].

В промышленности синтез ФТ осуществляется в различных типах химических реакторов, в числе которых реакторы с неподвижным и псевдооживленным слоями катализатора, барботажные колонны, реакторы с каталитическими мембранами и т.д.

При разработке математической модели, был рассмотрен процесс на железном катализаторе в трубчатом реакторе с неподвижным слоем. Математическая модель разработана с применением комбинированного подхода, когда ряд компонентов рассматриваются как индивидуальные вещества, а высокомолекулярные компоненты объединены в виде фракций товарных продуктов.

Модель реактора идеального вытеснения в стационарном режиме представлена системой уравнений материального баланса:

$$\begin{aligned} \frac{dC_{CO}}{d\tau} &= -\sum_{n=1}^{14} nW_1(n) - \sum_{n=2}^{14} nW_2(n) - W_4, \\ \frac{dC_{H_2}}{d\tau} &= -\sum_{n=1}^{14} (2n+1)W_1(n) - \sum_{n=2}^{14} 2nW_2(n) - \sum_{n=2}^{14} W_3(n) + W_4, \\ \frac{dC_{H_2O}}{d\tau} &= \sum_{n=1}^{14} nW_1(n) + \sum_{n=2}^{14} nW_2(n) - W_4, \\ \frac{dC_{C_nH_{2n}}}{d\tau} &= W_2(n) - W_3(n), \\ \frac{dC_{C_nH_{2n+2}}}{d\tau} &= W_1(n) + W_3(n), \\ \frac{dC_{CO_2}}{d\tau} &= W_4, \end{aligned}$$

где C_{CO} , C_{H_2} , C_{H_2O} , C_{CO_2} – концентрации оксида углерода, водорода, воды и диоксида углерода;

$C_{C_nH_{2n}}$, $C_{C_nH_{2n+2}}$ – распределения концентраций олефиновых и парафиновых углеводородов по числу атомов углерода в молекуле;

$W_1(n)$, $W_2(n)$ – скорости образования индивидуальных компонентов, объединенных по числу атомов углерода в молекуле: алканов и алкенов соответственно, $n=1\div 11$; при $n=12,13,14$ скорости образования соответствуют I, II дизельным и тяжелой фракциям углеводородов.

$W_3(n)$ – скорость реакции гидрирования алкенов; W_4 – скорость реакции конверсии;

Был проведен расчет на математической модели, учитывающий влияние технологических параметров на данный процесс. Интервалы варьирования параметров имеют следующие значения: давление от 0,9 до 1,8 МПа; температура от 500 до 553 К; соотношение оксида углерода к водороду от 1 до 2; диаметр трубки реактора 0,03 - 0,05 м.

В данной работе были проведены исследования влияния температуры, давления, состава сырья, и объемной скорости на выход продуктов синтеза.

Исследование влияния температуры на выход продуктов в диапазоне: 497-501К показало, что с ростом температуры бензиновая фракция, I дизельная фракция, II дизельная фракция и тяжелая фракция возрастают соответственно на 5,1%, 8,1%, 8,9%, 7,4%.

Исследование влияния соотношения $H_2 : CO$ показало, что наибольший выход продуктов достигается в диапазоне соотношений $H_2:CO$: 2:1-2,5:1 (рисунок).

Установлено, что с ростом давления происходит увеличение выхода продуктов. Так, например, количество бензиновой фракции возросло на 49,9%. При исследовании влияния объемной скорости в диапазоне: $130-160\text{ч}^{-1}$ наблюдалось увеличение выхода всех фракции продуктов синтеза.

Исследование влияния диаметра трубки на выход продуктов в диапазоне: 0,02-0,04м показало, что с ростом диаметра трубки реактора, бензиновая фракция, I дизельная фракция, II дизельная фракция и тяжелая фракция возрастают на 69,8%, 113,2%, 126,1%, 101,5%.

На основании проведенных исследований был определен оптимальный технологический режим синтеза ФТ на железном катализаторе: температура на входе в реактор 500 К, температура хладагента 479 К, давление 0,9 МПа; объем катализатора 10м³, объемная скорость 150 ч⁻¹, $CO:H_2$ 1:2, объемный расход 1500 м³/ч, диаметр трубки 0,03м, количество трубок 1415.

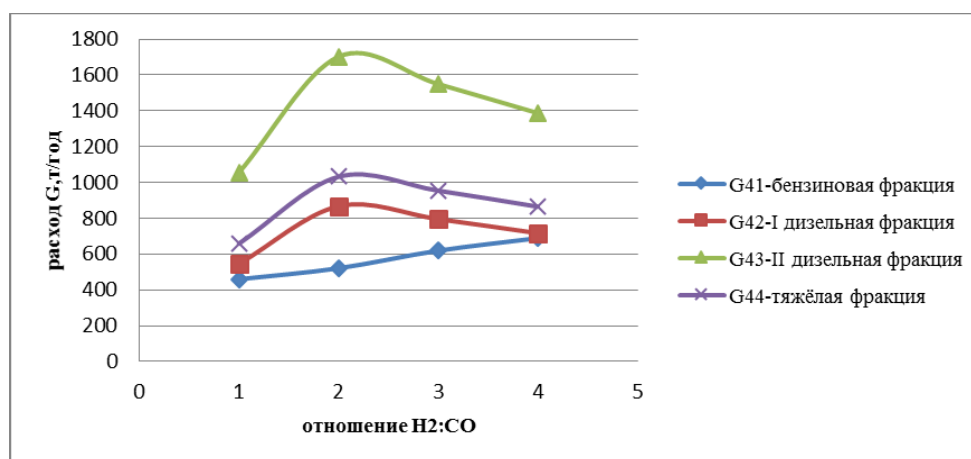


Рис. Зависимость изменения выхода углеводородных фракций от соотношения водорода - оксид углерода

Таким образом, применение математического моделирования позволяет прогнозировать протекание химико-технологического процесса при различных условиях и определять оптимальные технологические режимы.

Литература

1. Зыскин А.Г., Аветисов А.К., Кучаев В. Л., Шапатына Е. Н., Христиансен Л. Моделирование кинетики сложных гетерогенных каталитических реакций в условиях диффузионного торможения // Кинетика и катализ, 2007, — том 48. — № 3. — с. 357-364.
2. Лapidус Л. Л., Павлова В. А., Чинь Н. К, и др. Кобальтовые катализаторы на основе алюмосиликатных носителей в синтезе Фишера-Тропша// Нефтехимия, 2009 — том 49. — № 4 — с. 319-323.
3. Сливинский Е.В., Клигер Г.А., Кузьмин А.Е., Абрамова А.В., Куликова Е.А. Стратегия рационального использования природного газа и других углеродсодержащих соединений в производстве синтетического жидкого топлива и полупродуктов нефтехимии.//Ж. Рос. хим. Об-ва. Д.И. Менделеева, 2003. — т.XLVII. — б. — 12 - 29с.
4. Ушева Н.В., Левашова А.И., Мойзес О.Е., Федяева И.М., Кравцов А.В. Моделирование технологических процессов синтеза Фишера – Тропша.// Известия Томского политехнического университета, 2004. — т. 307. — №7. — 93 – 95с.

ТЕРМИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ И ОЦЕНКА СТРУКТУРНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ИХ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ МЕТОДОМ ПМР

Д. С. Корнеев¹

Научные руководители старший научный сотрудник Г.С. Певнева², доцент А.И. Левашова¹
¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия,
²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

С течением времени в нефтепереработку вовлекается все более тяжелое углеводородное сырье, такое как тяжелые нефти, природные битумы. Такое сырье содержит в своем составе значительные количества высокомолекулярных гетероатомных компонентов – смолисто-асфальтеновых веществ. Проблемы переработки тяжелого нефтяного сырья обусловлены высоким содержанием в смолах и асфальтенах гетероатомов, а также металлов (V, Ni, Fe и т.д.), являющихся каталитическими ядами в процессах нефтепереработки. Для увеличения глубины переработки такого сырья предлагаются различные подходы с использованием каталитических и термических процессов с целью получения более легкой «синтетической» нефти с уменьшенным содержанием высокомолекулярных гетероатомных соединений – смол и асфальтенов. Однако в настоящее время существует много вопросов, связанных с качественными и структурными изменениями этих компонентов в термических процессах, а также их взаимном влиянии. Особое значение в исследованиях высокомолекулярных соединений нефти имеет спектрометрический метод протонного магнитного резонанса (ПМР), позволяющий определять в молекулах смол и асфальтенов относительное содержание атомов водорода в ароматических ядрах и алкильных группах в α -, β -, γ -положениях по отношению к ароматическим, нафтеновым ядрам, а также к гетерофункциональным группам.

Целью данной работы является исследование влияния соотношения смол и асфальтенов тяжелого нефтяного сырья на состав и структуру продуктов термоллиза.

Объектами исследования явились модельные смеси, полученные смешением тяжелой нефти Барсуковского месторождения ($\rho=886$ кг/м³) и ашальчинского битума ($\rho=978$ кг/м³). Барсуковская нефть (Б)

является среднесмолистой (7,1 %) с низким содержанием асфальтенов (0,4 %). В ашальчинском битуме (А) содержится 26,2 % смол и 6,2 % асфальтенов.

Приготовлены модельные смеси с различным содержанием смол (от 8,8 до 19,8 %) и асфальтенов (от 0,9 до 4,3 %) (табл.1), в которых соотношение смолы : асфальтены составляло 9,5; 7,0; 5,0; 4,6. Объекты исследования, включая исходные нефть и битум, охватывают широкий интервал содержания смол (7,1-26,2 %), асфальтенов (0,4-6,2 %) и их соотношения (4,2-17,8).

Таблица 1

Содержание и соотношение смол и асфальтенов в модельных смесях

Соотношение нефть:битум (Б:А)	Содержание, % мас.		Соотношение смолы:асфальтены
	Асфальтены	Смолы	
Нефть	0,4	7,1	17,8
10:1	0,9	8,8	9,5
4:1	1,6	10,9	7,0
1:1	3,3	16,7	5
1:2	4,3	19,8	4,6
Битум	6,2	26,2	4,2

Крекинг образцов проводили в реакторах объемом 12 см³. Масса навески образца составляла 7 г. Эксперименты проводили при температуре 450 °С в течение 2 часов в инертной среде. При проведении эксперимента фиксировалась масса реактора без образца и масса реактора с образцом, подготовленного к термолузу. После проведения термической обработки битума, выход газообразных продуктов определяли по потере массы реактора с образцом после удаления из реактора газовых продуктов. Отобранные газообразные продукты анализировали на газовом хроматографе. После отбора жидких продуктов реактор промывали хлороформом и взвешивали. Полученная разница между массой реактора до эксперимента и после определялась как количество образовавшегося при термолузе кокса.

Содержание смол и асфальтенов в полученных продуктах термолуза определяли по методике [1]. Асфальтены получали, разбавляя пробу н-гексаном в объемном соотношении 1:40, выдерживая раствор в течение суток, отфильтровывая выпавший осадок. Полученный осадок помещали в бумажный патрон и в аппарате Сокслета промывали его гексаном от масел и смол, затем асфальтены из патрона вымывали хлороформом или бензолом, далее отгоняли растворитель и сушили асфальтены до постоянного веса.

По данным материального баланса при термолузе нефтяной системы с минимальным соотношением смолы : асфальтены (4,2 - исходный битум) образуется наибольшее количество газообразных (8,4 %) и твердых (0,5 %) продуктов, в то время как термолуз нефтяной системы с максимальным соотношением смолы : асфальтены, равным 17,8 (исходная нефть), приводит к образованию значительно меньших количеств газов (1,4 %) и твердых (0,1 %) продуктов.

Основными компонентами газообразных продуктов термолуза всех смесей являются водород, метан и этан, присутствуют также бутаны и пентаны.

В процессе термолуза в жидких продуктах увеличивается количество асфальтенов в 1,5-2 раза и снижается содержания смол ~ на 30 % по сравнению с исходными смесями, при этом количество светлых фракций возрастает на 5-7 %.

Показано, что в процессе термического крекинга протекают реакции деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов, приводящие к образованию низкомолекулярных смол и легких углеводородов, и параллельно реакции поликонденсации, способствующие образованию дополнительных количеств асфальтенов и твердого остатка.

В таблице 2 приведены результаты анализа смол и асфальтенов модельных смесей до и после термолуза методом ПМР-спектроскопии. При сравнении распределения протонов в молекулах ВМС исследуемых образцов, видно, что относительное содержание атомов водорода ароматического ядра в молекулах асфальтенов выше, а в β- и γ-положениях по отношению к ароматическим ядрам и гетерофункциональным ниже, чем в молекулах смол. Вероятно, это связано с большим количеством циклов и меньшим числом заместителей в ароматических ядрах асфальтенов по сравнению со смолами. Также можно полагать, что ввиду низких молекулярных масс по сравнению с асфальтенами смолы имеют в своей структуре меньшую долю ароматических ядер, что обуславливает содержание H_{ар} в смолах около 5,9-8,9 %. Однако, α-положение менее насыщено в структуре смол нежели асфальтенов, что может свидетельствовать о высокой степени разветвленности углеродного скелета алифатических цепей в α-положении по отношению к ароматическим ядрам, гетерофункциональным группам и атомам в неароматических звеньях молекул.

Видно, что в результате термических превращений относительное содержание атомов водорода ароматических ядер в молекулах смол и асфальтенов увеличилось, причем это увеличение обратно пропорционально соотношению смолы : асфальтены в исследуемых образцах. Протоны алифатических цепей

перераспределяются по α -, β -, γ -положениям благодаря деструктивным процессам и реакциям замещения, присоединения, изомеризации, рекомбинации и т. д.

Таблица 2

Характеристика смол и асфальтенов по данным ПМР-спектрометрии

Соотношение нефть:битум	Асфальтены, %				Смолы, %			
	$N_{ар}$	N_{α}	N_{β}	N_{γ}	$N_{ар}$	N_{α}	N_{β}	N_{γ}
Исходные								
Нефть	13,44	24,25	51,77	10,54	8,9	18,06	56,18	16,86
10:1	10,19	22,02	54,7	13,08	6,24	19,22	57,17	17,37
4:1	10,67	22,44	50,99	15,89	6,63	17,44	56,68	19,24
1:1	9,38	22,63	52,44	15,55	6,21	21,13	53,41	19,16
1:2	7,97	22,44	54,51	15,03	5,91	17,94	56,69	19,46
Битум	7,62	25,17	54,24	12,97	6,67	20,04	55,06	18,23
После термоллиза								
Нефть	13,78	20	50,44	15,78	8,75	17,88	54,74	18,62
10:1	10,96	20,37	52,43	16,24	7,54	17,03	55,74	20,31
4:1	15,39	21,66	46,46	16,49	6,72	21,13	55,43	16,72
1:1	16,56	26,55	52,21	13,62	8,6	20,84	54,15	16,41
1:2	14,44	23,98	47,69	13,9	8,5	21,97	53,44	16,09

$N_{ар}$ – количество протонов в ароматических ядрах, N_{α} – количество протонов в группах CH_3 , CH_2 и CH , находящихся в α -положении к ароматическим ядрам и гетерофункциональным группам, N_{β} – количество протонов в группах CH_2 и CH , находящихся в β -положении к ароматическим ядрам и гетерофункциональным группам, N_{γ} – количество протонов в терминальных метильных группах

Литература

1. Головкин А.К. Природные битумы и тяжелые нефти. / А.К. Головкин, В.Ф. Камьянов, Л.В. Горбунова. // Сборник материалов международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург: Недра. – 2006. – С. 64.
2. Камьянов В.Ф. Структурно-групповой анализ компонентов нефти. / В.Ф. Камьянов, Г.Ф. Большаков. // Нефтехимия. – М., 1984. – Т. 24. – № 4. – С. 443-449.

ТЕРМИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ ГУДРОНА НОВОКУЙБЫШЕВСКОГО НПЗ

А.Г. Кривоносова, Ю.О. Карпов

Научный руководитель научный сотрудник Е.Б. Кривцов
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Одной из важнейших проблем, связанной с переработкой вакуумных дистиллятов и остаточных фракций, обогащенных серосодержащими соединениями, является высокое содержание в них смолисто-асфальтеновых веществ и гетероатомных соединений. В этих компонентах концентрируется значимая часть гетероатомов присутствующих в исходном сырье [1]. Разработка методов переработки смолисто-асфальтеновых компонентов с одновременным удалением серосодержащих соединений позволит существенно повысить эффективность термических процессов деструкции тяжелого углеводородного сырья и, как следствие, позволит получать нефтепродукты с низким содержанием высокомолекулярных и гетероатомных соединений и высоким содержанием легкокипящих фракций [2].

Цель данной работы исследование состава смолисто-асфальтеновых компонентов продуктов термоллиза тяжелого углеводородного сырья, выявить основные направления деструкции высокомолекулярных соединений.

В качестве объекта исследования был выбран гудрон Новокуйбышевского НПЗ. Исследуемый гудрон имеет высокое содержание смолисто-асфальтеновых компонентов: смол - 33,6 %, асфальтенов 5,7 % мас. (таблица 1). Содержание масел составляет 60,7 % мас. Гудрон Новокуйбышевского НПЗ является высокосернистым (3,08 % мас.), что делает его не подходящим сырьем для получения бензинов и дизельных топлив. Низкое атомное отношение Н/С гудрона (1,56) ниже, чем в среднем по нефтям и свидетельствует о содержании в его составе значительного количества ароматических структур.

Инициированный крекинг газойля проводился в реакторах-автоклавах объемом 12 см³. продолжительность крекинга составляла от 40 до 120 минут при температурах 400 – 500 °С. После проведения термоллиза образец количественно удалялся из реактора.

Вещественный состав исходного вакуумного газойля и продуктов инициированного крекинга в различных условиях представлен в таблице 2.

Таблица 1

Характеристика гудрона Новокуйбышевского НПЗ

Показатели	
Элементный состав, % мас.:	
- углерод	82,28
- водород	10,73
- сера	3,95
- азот	0,19
- кислород	1,14
Н/С	1,56
Фракционный состав	
н.к., °С	343,0
200-360	1,4
Остаток > 360 °С	98,6
Вещественный состав	
Масел	60,7
Смол	33,6
Асфальтенов	5,7

Исходный гудрон Новокуйбышевского НПЗ содержит значительное количество смолисто-асфальтеновых компонентов в своем составе, при температуре термолитиза гудрона ниже 450 °С количественное изменение компонентов незначительное. При температурах выше 450 °С преобладают реакции образования масел (увеличение содержания на 8,5 % мас., таблица 2), деструкции смол с образованием кокса и газа. Наличие экстремума для концентрации смол и асфальтенов свидетельствует об изменении направления протекающих реакции, происходит накопление промежуточных соединений, деструкция которых в дальнейшем дает дополнительные выходы масел и легких фракции, так же возможно данный экстремум может быть связан с тем, что данный продукт уже подвергался термической обработке и необходимо накопления большего количества энергии для начала процессов крекинга и деструкции. В данном случае, тенденция накопления промежуточных неустойчивых продуктов заметна на примере смол, которые являются неустойчивыми соединениями, склонными к образованию асфальтенов. Данную тенденцию можно рассмотреть на примере серии экспериментов при температуре 450 °С. При продолжительности процесса 60 минут происходит увеличение количества смол на 11 % мас. с дальнейшей деструкцией данных продуктов до 18,7 и 15,2 для 90 минут и 120 минут соответственно с образованием масел, газа и кокса.

Таблица 2

Состав продуктов крекинга гудрона Новокуйбышевского НПЗ

Образец	Содержание, % мас.				
	Газ	масла	смолы	асфальтены	Кокс
Исх. гудрон	0	60,7	33,6	5,7	0
400 °С 60 мин	0,9	56,2	33,7	7,8	1,4
450 °С 60 мин	2,1	42,8	44,6	9,1	1,4
90 мин	4,0	65,6	18,7	8,6	3,2
120 мин	5,8	69,2	15,2	4,8	5,0
500 °С 30 мин	8,3	54,7	16,1	10,5	10,4
60 мин	13,6	46,5	13,1	12,0	14,9
90 мин	29,7	31,8	8,9	8,3	21,3

Проведение термического крекинга гудрона при температурах 400, 450, 500 °С приводит к улучшению фракционного состава масел: содержание фракции н.к. - 360 °С увеличивается на 20 % мас., снижается температура начала кипения жидких продуктов крекинга и содержания фракции с температурой кипения выше > 360 °С. После термообработки при всех температурах наблюдается увеличение количества асфальтеновых веществ.

Анализ результатов термокрекинга гудрона при различной продолжительности и температурах позволяет сделать вывод, что максимальное образование фракций моторных топлив (выкипающих до 360 °С) с приемлемым выходом газообразных продуктов и кокса достигается в условиях: 500 °С и продолжительность 30 минут, 450 °С продолжительность 120 минут (таблица 3). Оптимальные выходы масел, кокса и газа, наряду с максимальным разрушением смол в этих условиях достигаются (46,5 % отн.). С увеличением продолжительности, а в частности при 60 и 90 минутах значительно увеличивается выход газообразных и твердых продуктов, в составе жидких продуктов уменьшается содержание масляных компонентов, снижается на 20 % содержание смол, температура начала кипения понижается на 50 °С. Одновременно с этим происходит понижение количества масел в полученном образце и значительное увеличение выхода кокса газа (> 20 % мас. суммарно).

Таблица 3

Фракционный состав продуктов крекинга гудрона Новокуйбышевского НПЗ

Образец	Содержание, % мас.			
	н.к.	н.к. - 200	200 - 360	> 360
Исх. гудрон	343,0	0,0	1,4	98,6
400 °С 60 мин	267,0	0,0	6,3	93,7
450 °С 60 мин	113,8	7,2	26,3	66,6
90 мин	85,2	3,9	20,0	68,9
120 мин	72,0	9,5	27,8	51,9
500 °С 30 мин	81,3	11,5	22,2	47,6
60 мин	79,1	13,9	24,4	33,3
90 мин	32,1	30,9	9,0	9,1

В таблице 3 представлены результаты фракционного состава исходного гудрона и продуктов его крекинга при различной температуре и продолжительности процесса. Установлено наличие минимума содержания фракций н.к. – 360 °С в условиях 450 °С 90 минут, что свидетельствует об активном участии компонентов дистиллятных фракций в протекающих при термообработке гудрона радикально-цепных реакциях крекинга. Увеличение температуры процесса приводит к возрастанию суммарного содержания дистиллятных фракций. Значительно снижается температура начала кипения жидких продуктов крекинга. Увеличение продолжительности крекинга до 120 минут (450 °С) приводит к увеличению содержания бензиновой фракции в продуктах, повышение температуры до 500 °С приводит к падению выхода бензиновых фракций.

Таблица 4

Содержание $S_{\text{общ}}$ в продуктах крекинга гудрона Новокуйбышевского НПЗ

Образец	Пересчет на содержание серы в объекте, % мас.			Сумма по сере, % мас.	Абсолютные значения, % мас.		
	$S_{\text{общ}}$ Масла	$S_{\text{общ}}$ Смолы	$S_{\text{общ}}$ Асфальтены		$S_{\text{общ}}$ Масла	$S_{\text{общ}}$ Смолы	$S_{\text{общ}}$ Асфальтены
Исх. гудрон	1,39	1,37	0,28	3,04	3,08	4,07	4,93
400 °С 60 мин	1,14	1,26	0,40	2,80	2,03	3,75	5,06
450 °С 60 мин	0,98	2,17	0,41	3,02	2,29	4,87	4,51
90 мин	1,67	н.о.	н.о.	2,96	2,55	н.о.	н.о.
120 мин	1,50	н.о.	н.о.	2,69	2,18	н.о.	н.о.
500 °С 30 мин	1,25	0,60	0,48	2,33	2,29	3,75	4,57
60 мин	1,04	0,45	0,53	2,02	2,24	3,46	4,43
90 мин	0,80	0,29	0,32	1,41	2,52	3,26	3,87

Увеличение продолжительности крекинга приводит к уменьшению содержания $S_{\text{общ}}$ в маслах, значительная часть серы концентрируется в асфальтенах, уходит в кокс и газ. Содержание $S_{\text{общ}}$ в маслах при термической обработке гудрона в целом падает незначительно и лишь в условиях 500 °С 90 минут наблюдается значительное снижение содержащейся серы в маслах (43 % отн) и смолах (13,1 % отн.). Необходимо подчеркнуть, что увеличение температуры и продолжительности процесса положительно влияют на содержания $S_{\text{общ}}$ в маслах, однако это влияние незначительно (10-20 % отн.).

Определены исходные характеристики исследуемого объекта. Объект является высокосернистым ($S_{\text{общ}} = 3,08$ % мас.) и содержит значительное количество смол и асфальтенов. Определены оптимальные условия термической деструкции компонентов гудрона Новокуйбышевского НПЗ - 450 °С, продолжительность процесса 120 минут. В данных условиях наблюдается увеличение содержания фракций н.к. - 200 °С на 9,46 % мас., 200 - 360 °С на 27,83 % мас., Выходы кокса и газа в сумме составляют 10,8 % мас.

Литература

1. Dishun Zhao, Hongwei Ren, Jianlong Wang, Oxidative Desulfurization of Dibenzothiophene Using Ozone and Hydrogen Peroxide in Ionic Liquid // Energy and Fuels, 2007. — V. 21. — № 5. — P. 2543.
2. Marco Scarsella, Nicola Verdone. Oxidative Desulfurization II: Temperature Dependence of Organosulfur Compounds Oxidation // Industrial and Engineering Chemistry Research, 2011. — V. 50. — № 18. — P. 10452.

**ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА ТОВАРНЫХ БЕНЗИНОВ МЕТОДОМ
 МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

М.В. Майлин

Научный руководитель ассистент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время производство высокооктанового бензина, потребление которого составляет около 980 млн.т. в год [1], основная задача мировых нефтеперерабатывающих заводов. Поэтому необходимо искать пути улучшения как экологических, так и эксплуатационных свойств бензина.

Наибольшее внимание при приготовлении бензинов уделяется процессу компаундирования, так как это процесс смешения различных углеводородных потоков и антидетонационных присадок с целью получения высокооктановых товарных бензинов. Также данный процесс является завершающим и наиболее ответственным этапом при формировании качества продукции. В связи с этим, вопрос разработки рецептур смешения потоков с целью получения бензинов определенных марок и требуемого качества является актуальным для любого нефтеперерабатывающего завода (НПЗ).

В состав бензинов входит около 200 углеводородов различного строения, что усложняет оптимизацию данного процесса. Кроме того, значительной трудностью при расчете процесса компаундирования является то, что детонационная стойкость не является аддитивным свойством.

Таблица 1

Расчет существующих рецептур приготовления бензина АИ-95

Поток	Рецептура приготовления бензина, мас. %							
	№ 1		№ 2		№ 3		№ 4	
Изомеризат	50,3		46,7		42,6		38,8	
Тяжелый риформат	45,3		45,8		45,8		46,2	
н-С ₄	-		2,5		-		-	
і-С ₄	2		-		-		-	
Изопентан	2,4		5		11,5		15	
Характеристики бензина								
Состав риформата	1	2	1	2	1	2	1	2
ОЧИ	94	92,5	94,1	92,6	94,5	93	94,8	93,3
ОЧМ	86	84,6	86,1	84,6	86,4	85	86,7	85,2
ДНП, кПа	64,58	64,52	63,7	63,64	60,13	60,07	61,33	61,27
бензол, мас. %	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01
ароматика, мас. %	31,64	29,62	31,99	29,94	32,02	29,97	32,27	30,21

На кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета была разработана математическая модель для расчета детонационных характеристик бензинов, учитывающая вклад межмолекулярных взаимодействий в неаддитивность октановых чисел смешения. На основе разработанной математической модели была создана компьютерная моделирующая система расчета процесса компаундирования высокооктановых бензинов «Compounding» [2, 3], которая позволяет рассчитывать октановые числа по моторному и исследовательскому методам, а также давление насыщенных паров, как отдельных потоков, так и их смеси с присадками и добавками.

С помощью программы «Compounding» были рассчитаны октановые числа риформатов, производимых на Ачинском НПЗ, а также рецептуры бензинов марок АИ-92, АИ-95 и АИ-98. Ранее на Ачинском НПЗ для производства высокооктановых бензинов марок АИ-95 и АИ-98 использовались антидетонационные металлосодержащие присадки, однако на сегодняшний день требованиями Технического регламента, применение подобных присадок запрещено. В табл. 1 приведены результаты расчета свойств бензинов, смешиваемых по восьми утвержденным на заводе рецептурам для производства бензина марки АИ-95.

Как видно из табл. 1 ни одна из рецептур смешения не позволяет получить бензин, соответствующий по детонационным характеристикам марке АИ-95, что в первую очередь связано с невозможностью применения металлосодержащих антидетонационных присадок.

В связи с чем, нами были скорректированы все рецептуры смешения с целью получения бензина, соответствующего качества. В качестве октаноповышающей добавки была выбрана, разрешенная и наиболее эффективная на сегодняшний день добавка-оксигенат – метилтретбутиловый эфир (МТБЭ).

Рецептуры, приведенные в табл. 2, позволяют получить бензин марки АИ-95, отвечающий всем экологическим и техническим стандартам (содержание ароматических углеводородов не более 35 мас. %, содержание бензола не более 1 мас. %). В скорректированных рецептурах также было снижено содержание изомеризата, как более дорогостоящего компонента.

Таблица 2

Скорректированные рецептуры приготовления бензина АИ-95

Поток	Рецептура приготовления бензина, мас. %							
	№ 1		№ 2		№ 3		№ 4	
Изомеризат	38,3	26,2	40,9	29,7	33,3	31,7	33,3	26,2
Тяжелый риформат	49,7	52,8	48,7	52,8	49,7	52,8	49,7	52,8
н-С ₄	-	-	6,4	8,5	-	-	-	-
i-С ₄	2	4	-	-	-	-	-	-
Изопентан	10	15	-	5	17	11,5	17	19
МТБЭ	-	2	3	4	-	4	-	2
Характеристики бензина								
Состав риформата	1	2	1	2	1	2	1	2
ОЧИ	95,1	95,3	95,6	95,3	95,4	95,2	95,4	95,1
ОЧМ	86,5	86	86,7	85,7	86,8	85,7	86,8	85,8
ДНП, кПа	63,69	68,81	65,36	68,27	58,84	49,37	58,84	54,68
бензол, мас. %	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01
ароматика, мас. %	34,72	34,52	34,36	34,52	34,72	34,52	34,72	34,52

Таким образом, с использованием компьютерной моделирующей системы были разработаны оптимальные рецептуры смешения для бензина марки АИ-95, соответствующие экологическим и техническим стандартам. Результаты проведенных расчетов, подтверждают необходимость и целесообразность учета состава сырья и неаддитивности октановых чисел смешения при разработке рецептур смешения бензинов. Также необходимо отметить о том, что не существует единой рецептуры смешения, и каждый завод должен разрабатывать индивидуальную рецептуру приготовления с учетом состава сырья и перечня имеющихся потоков, уменьшая себестоимость бензина и тем самым, делая свою продукцию более конкурентоспособной.

Литература

1. Бутанол и этанол – мировые перспективы – рынок топлива. 2012. URL: <http://www.samoupravlenie.ru/40-10.php> (дата обращения 15.03.2013).
3. Киргина М.В., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Смышляева Ю.А., Кравцов А.В., Фан Фу. Моделирование процесса приготовления товарных бензинов на основе учета реакционного взаимодействия углеводородов сырья с высокооктановыми добавками // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2012. – № 4. – С. 3–8.
4. Смышляева Ю.А., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В., Зыонг Ч.Т., Фан Ф. Разработка базы данных по октановым числам для математической модели процесса компаундирования товарных бензинов// Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2011. – т. 318, № 9. – С. 75–80.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПОЛУЧЕНИЯ ТОВАРНОГО ПРОДУКТА ПРОЦЕССА ЦЕОФОРМИНГА

В.В.Машина

Научный руководитель доцент М.А.Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время немало исследователей занимаются проблемой получения высокооктановых автомобильных топлив, отвечающих современным мировым требованиям, из продуктов первичной переработки нефтяного и газоконденсатного сырья в соответствии с ГОСТ Р 51105 – 97 [1]. Это связано с необходимостью рационального использования имеющихся в стране ресурсов, дефицитом качественного и доступного автомобильного топлива, а также борьбой за улучшение экологии.

На сегодняшний день в России наиболее широко известен такой процесс безводородного обогащения прягонных бензиновых фракций на цеолитсодержащих катализаторах как цеоформинг. Относительно низкие эксплуатационные затраты и капитальные вложения для установок цеоформинга, а также простота технологии процесса, его меньшая взрыво – и пожароопасность из – за отсутствия водорода, низкая чувствительность катализатора к составу и качеству сырья, делают процесс рентабельным и более предпочтительным для реализации.

Это позволяет создавать и эксплуатировать установки цеоформинга различной мощности в составах мини – заводов по производству моторных топлив в отдаленных районах вблизи газоконденсатных и нефтяных месторождений для обеспечения моторным топливом данных регионов.

Так, например, по [2 – 5] известны способы получения высокооктановых бензиновых фракций. Согласно данным способам высокооктановые бензиновые фракции получают из углеводородов C₂–C₁₂ и/или кислородсодержащих органических соединений путем контактирования сырья в интервале температур 240 ÷ 480°С и давлении 0,1 ÷ 4,0 МПа с цеолитсодержащим катализатором и последующего охлаждения и разделением продуктов контактирования на газообразные фракции и жидкие фракции.

В ходе процесса происходит постепенная дезактивация катализатора отложениями кокса, приводящая к уменьшению селективности процесса и к падению октанового числа получаемого бензина. Для поддержания постоянного уровня активности катализатора, по мере ее падения, необходимо повышать температуру реакции на 5 ÷ 15°С до конечной 450°С, поддерживая состав (качество) бензина на одном уровне.

Целью данной работы являлось при заданном составе катализата определить оптимальные параметры работы аппаратов на математической модели узла фракционирования, при которых фракционный состав продуктового товарного бензина наиболее близок к требованиям ГОСТ Р 51105 – 97[1]. Для достижения поставленной цели была составлена математическая модель узла с использованием программы HYSYS. Принципиальная схема узла фракционирования представлена на рисунке.

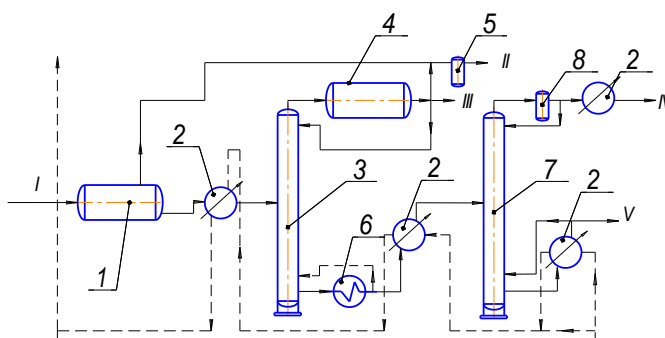


Рис. Принципиальная технологическая схема узла фракционирования:

1 – сепаратор; 2 – теплообменник нестабильного катализата, стабильного катализата, товарного бензина и кубового продукта соответственно (слева направо); 3 – стабилизационная колонна; 4 – конденсатор; 5 – емкость для сбора углеводородного газа; 6 – печь подогрева; 7 – ректификационная колонна; 8 – рефлюксная емкость паров бензина; I – подогретое исходное сырье; II – углеводородный газ; III – сжиженный газ; IV – бензин в парк готовой продукции; V – кубовый продукт в парк готовой продукции.

Таблица 1
Характеристики параметров работы основных аппаратов узла фракционирования и их продуктов

Технологический параметр	Варианты катализата			
	395	425	445	465
Колонна стабилизации				
Давление верха, МПа	2,67	2,42	2,74	2,18
Давление куба, МПа	5,92	5,87	6,69	6,13
Температура верха, °С	94,1	90,7	102,1	104,2
Температура куба, °С	253,9	234,0	240,0	239,8
Колонна ректификации				
Давление верха, МПа	0,92	1,18	1,40	1,36
Давление куба, МПа	1,92	2,00	1,94	1,78
Температура верха, °С	219,1	212,0	206,4	219,6
Температура куба, °С	253,3	256,1	252,4	254,0
Цеоформат				
Нагрузка, кг/ч	611,20	785,60	936,30	904,60
Сжиженный газ				
Нагрузка, кг/ч	708	708	708	708
Дизельная фракция				
Нагрузка, кг/ч	1755,80	1683,10	1588,10	1589,60

Исходными данными для модели послужили фракционный состав и состав газообразных продуктов при различных температурах реакции, которые были представлены Институтом химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

Для всех предоставленных катализаторов был произведен подбор параметров в модели с учетом требований [1]. В таблице 1 представлены некоторые характеристики параметров работы основных аппаратов узла фракционирования и их продуктов.

Наиболее существенное влияние на состав целевого продукта оказывали давление в колоннах узла фракционирования. В частности, было выявлено, что варьирование параметров колонны стабилизации приводит к изменению температур начала и конца кипения смеси, а колонны ректификации к изменению температур выкипания 10%, 50%, 90% фракций.

По мере повышения давления, температуру в колонне также повышали. При расхождении счета изменениям подлежали такие параметры как минимальное орошение и/или температуры на тарелках в зависимости от возникающей ошибки.

Анализ полученных данных позволил сделать вывод о том, что с ростом температуры выход товарного бензина изменяется экстремально. Максимум выхода приходится на температуру в реакторе – 445°C, выход тяжелого остатка при этом минимальный.

Для представления о том, насколько эффективно проделана работа, сведем в таблицу 2 данные об исходном фракционном составе и составе, полученном путем подбора параметров работы узла.

Таблица 2

Сравнение фракционных составов катализаторов до и после оптимизации

Пределы выкипания	ГОСТ Р 51105 – 97	Вариант катализата							
		395		425		445		465	
		До	После	До	После	До	После	До	После
$T_{нк}, ^\circ C$	≤ 30	36,0	26,2	37,0	27,7	37,0	26,8	38,0	23,3
10%	≤ 70	64,0	27,8	65,0	33,6	76,0	30,5	68,0	25,3
50%	≤ 120	112,0	129,0	116,0	115,4	119,0	115,8	109,0	120,4
90%	≤ 180	187,0	144,3	171,0	140,6	167,0	139,7	145,0	136,0
$T_{кк}, ^\circ C$	≤ 205	261,0	155,7	261,0	152,7	271,0	152,1	242,0	145,1

На основании полученных данных можно сделать вывод, что подбор параметров оптимизации процесса цеоформинга является актуальным, т.к. при значительном изменении параметров процесса можно с большой вероятностью получить товарный бензины, регламентированные государственным стандартом. Для получения фракционного состава, однозначно отвечающего требованиям [1], будет недостаточным варьирование только одного оптимизирующего параметра, поэтому нужно исследовать совокупность всех факторов, что, в общем случае, усложняет задачу.

Литература

1. ГОСТ Р 51105 – 97. Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. – М.: Стандартинформ. – 2012. – 9с.
2. Патент РФ №2163624, кл.С10G 35/095, 50/00, 3/00; С07С 1/20, В01J 29/46. – 2001.
3. Патент РФ №2186089, кл. С10G 35/095, В01J 29/46. – 2002.
4. Патент РФ №2208624, кл. С10G 35/095, В01J 29/46. – 2003.
5. Патент РФ №2221643, кл.В01J 29/48, 37/00, 37/10; С10G 35/095, С07С 15/02. – 2004.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Е.А Новосельцева, С.Ф. Ким

Научный руководитель доцент Н.В Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время повышение ресурсоэффективности во всех сферах человеческой деятельности является актуальной задачей. Повышение цен на нефть и газ международными нефтяными компаниями способствовало обострению этой проблемы, поэтому сегодня как никогда встает вопрос об экономии ресурсов с рациональным их использованием. Согласно прогнозу, спрос на первичную энергию в мире будет расти на 3% в год в течение нескольких последующих десятилетий. От энергопотребляющих компаний, в частности от вертикально интегрированных нефтегазовых компаний, в рамках повышения эффективности их работы требуется экономить энергию и углеводородное сырье на всех технологических этапах [1].

На сегодняшний день одной из самых распространенных проблем, существующих в нефтедобывающей отрасли, является образование стойких водонефтяных эмульсий. Эти явления значительно усложняют добычу нефти из скважин, негативно влияют на работу оборудования. Перекачка вместе с нефтью даже 1-2% воды в виде эмульгированных глобул способствует более интенсивному коррозионному износу оборудования, снижению пропускной способности трубопровода и повышению вероятности порыва труб. В настоящее время на многих нефтяных месторождениях обводненность нефтяных скважин может достигать 90%. При совместном движении нефти, газа и воды по нефтепромысловым коммуникациям происходит перемешивание фаз, что приводит к образованию различных видов эмульсий. Образование эмульсий вода в нефти является одним из факторов существенно осложняющих добычу нефти.

Основными параметрами эффективности технологического процесса являются выход продукта и его качество. В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 нефти, поставляемые с промыслов на нефтеперерабатывающий завод по содержанию хлористых солей и воды делятся на три группы, при этом содержание воды в нефти не должно превышать 0,5 % мас. [3].

Установка подготовки нефти (УПН) Верхнечонского месторождения представляет собой блочно-комплексную автоматизированную установку, предназначенную для эффективного нагрева, обезвоживания и обессоливания нефтяных эмульсий и подготовки товарной нефти. УПН включает такие основные аппараты, как трёхфазный сепаратор (ТФС), газовый сепаратор (ГС), хитер триттер (С-2), электродегидратор (ЭДГ), концевой сепаратор (С-3) трубчатая блочная печь (ПТБ), буферная емкость (БЕ) и отстойник воды (ОВ) (рисунок 1).

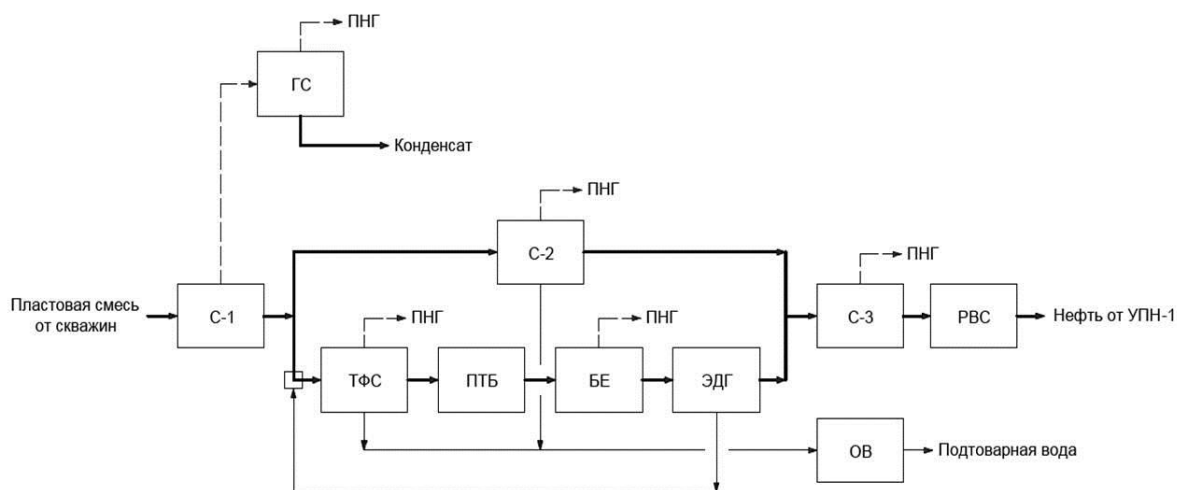


Рис. 1. УПН Верхнечонского месторождения

УПН представляет собой два параллельно работающих модуля. В данной работе рассматривается технологический модуль, состоящий из ТФС, ЭДГ и С-3.

Одним из современных направлений развития технологии является её математическое моделирование с применением моделирующих систем. Математическое моделирование является незаменимым этапом при решении задач анализа, оптимизации, повышения эффективности работы действующих УПН и разработки систем автоматизированного проектирования.

На кафедре химической технологии топлива ТПУ были разработаны математические модели процессов промышленной подготовки нефти. Эти модели позволяют определить материальные баланс нефти и газа, газовый фактор, влагосодержание, физико-химические параметры потоков, составы газовой и жидкой фаз и учесть влияние технологических параметров процесса: давления, температуры, состава пластовой нефти, обводненности, количества ступеней сепарации на ход процесса. Основными блоками модулирующей системы промышленной подготовки нефти и газа являются модули расчета процессов сепарации, каплеобразования и отстаивания [2].

Расчеты по модели проводились при следующих характеристиках нефти: плотность 836,5 кг/м³, вязкость 6,29 мПа·с. По данным с промышленной установки Верхнечонского месторождения оценили средние значения температуры и давления в аппаратах, а также обводненность на выходе, при входной обводненности нефти 20% мас. (Табл.).

Таблица

Исходные данные

Аппарат	Технологические параметры			Конструктивные параметры		
	Температура	Давление	Расход (на 1 аппарат)	Объем	Высота водяной подушки	Радиус
	С°	Па	кг/год	м ³	м	м
ТФС	14,4	790000	1,5*10 ⁹	200	0,7	1,7
ЭДГ	28	290000	7,5*10 ⁷	200	0,7	1,7
КСУ	29	105000	8,5*10 ⁸	200	-	1,7

Сравнение расчетных и экспериментальных данных показало, что моделирующая система адекватно описывает процесс обезвоживания нефти (средняя погрешность расчета остаточной обводненности на выходе из ТФС не превышает 5%) и может быть использована для его анализа на УПН Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. (рис. 2)

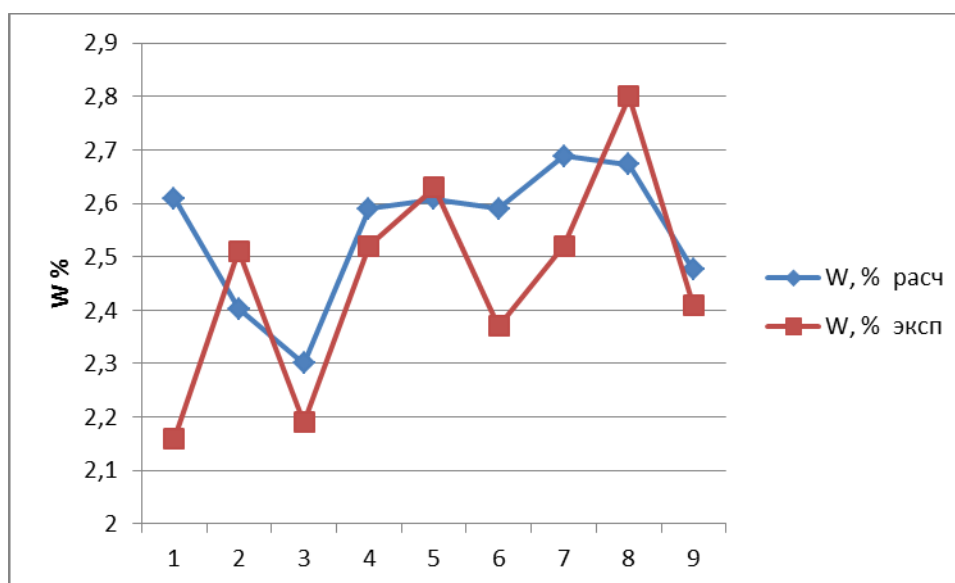


Рис. 2. Сравнение экспериментальных и расчетных значений обводненности нефти на выходе из ТФС

На основании полученной модели проведен анализ влияния на процесс обезвоживания таких технологических параметров, как температура, давление и расход сырья. Было установлено, что с увеличением температуры от 12 до 26 °С обводненность уменьшилась с 2,6 до 1,8%, с увеличением расхода сырья остаточная обводненность возрастает, а давление не оказывает существенного влияния на процесс обезвоживания нефти. Проведенные исследования позволяют рекомендовать оптимальные режимы работы УПН, что в целом способствует повышению эффективности технологии подготовки нефти.

Литература

1. Верчижинская С.В., Дигуров Н.Г., Синицин С.А. Химия и технология нефти и газа. — М.: Форум, 2009. - 251 с.
2. Тарасов М.Ю., Зырянов А.Б., Зобнин А.А., Промысловые исследования обезвоживания нефти в нефтегазодоразделителях с подогревом продукции//Нефтяное хозяйство. — М., 2012.-№5.-с.96-98.
3. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти//Известия ТПУ. – Томск, 2005.-№4.-с.127-131.

ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЬНЫХ СМЕСЕЙ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННОГО ГРУНТА

Е.Е. Печенов

Научный руководитель доцент А.И. Левашова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальностью данной темы является неблагоприятная экологическая обстановка в условиях нефтезагрязнения окружающей среды. Одной из проблем защиты природной среды при нефтедобыче является ликвидация нефтяного загрязнения почвы. Нефть и нефтепродукты нарушают экологическое состояние почвенных покровов и в целом деформируют структуру биоценозов. Устранение разливов нефти позволяет значительно улучшить санитарное состояние не только на территориях, непосредственно прилегающих к технологическим объектам, но и окружающей среды - воздуха и воды [1, 2, 3].

Целью работы является исследование модельных смесей нефтезагрязненного грунта и изучение влияния нефтезагрязнения на ферментативную активность и биодеструкцию почвы.

Для опыта была взята проба нефти Казынского месторождения Томской области (легкая нефть) с вязкостью 1,6769 мПа*с, и плотностью 0,789 г/см³ при 20 °С. Ферментативная активность почвы определяется методами определения активности каталазы, дегидрогеназы, пероксидазы и полифенолоксидазы. Объекты исследования и их основные параметры представлены в таблице. В 2 емкости с плодородной почвой массой 0,465, 0,425 кг вносили пробы нефти в концентрации 35, 75 г/кг. В отдельной емкости с нефтезагрязненной почвой в концентрации 15% провели посев газонной травы, в концентрации 1,6 г/кг почвы. В течение 30 суток в емкостях с почвой поддерживалась постоянная влажность 30 % и систематически проверялась ферментативная активность аборигенной микрофлоры: каталазная, дегидрогеназная, полифенолоксидазная и пероксидазная активность ферментов [4,5]. После загрязнения почвы нефтями различных концентраций наблюдается снижение численности всех исследованных групп микроорганизмов. Это связано с гибелью неустойчивых групп почвенной микрофлоры, что происходит в результате токсического действия нефти. То же самое происходит и с активностью почвенных ферментов. Уже после 20 суток деструкции идет рост ферментов, это объясняется тем, что начинается процесс интенсивного биоокисления групп УВ в нефтезагрязненной почве. Процент деструкции

УВ загрязняющий нефти в почве, определялся методом экстракции на приборе Сокслета после 30 суток. Общая концентрация загрязнения почвы нефтью за 30 суток показана в табл.

Таблица

Общая концентрация загрязнения почвы нефтью за 30 суток

Исследуемые параметры	Исходное загрязнение	30 суток
Содержание нефти в почве г/кг (7%)	70	49 (-30%)
Содержание нефти в почве г/кг (15%)	150	111 (-26%)
Содержание нефти в почве г/кг (15%) (Фиторемедиация)	150	73 (-48,7)

Оценка процессов биодegradации показала, что утилизация нефти Казынского месторождения Томской области за 30 суток (7% и 15% концентрации загрязнения) составила 49 г/кг (30%) и 111 г/кг (26%). В первые 15–25 суток идет постепенное возрастание всех исследуемых ферментов, это объясняется тем, что происходит процесс адаптации микроорганизмов и вследствие почвенных ферментов. Активный рост исследуемых ферментов приходится с 20-х по 30-е сутки данного исследования. Именно в этот период времени и происходит активное окисление углеводородов нефти микроорганизмами. По данным ИК спектроскопии в конце опыта во всех исследованных пробах нефтезагрязнения увеличивается содержание альдегидов, кетонов, спиртов, сложных эфиров, кислот, которые являются промежуточными продуктами метаболизма при биохимическом окислении нефти. Полностью элиминировали парафины с длиной цепи C_9-C_{14} , на 75-90 % уменьшилось содержание углеводородов с длиной цепи $C_{15}-C_{34}$, как в нефтезагрязненной почве в концентрации 7%, так и в 15% концентрации нефтезагрязнения. В процессе фиторемедиации процент биоокисления за 30 суток (15% концентрации загрязнения) составил 73 г/кг (48,7%). Максимальное снижение на 48,7% от общей концентрации нефтезагрязнений получено в процессе фиторемедиации. В процессе комплексной рекультивации общая концентрация загрязняющей нефти за 30 суток понизилась от 15 до 7,3 %, по сравнению с контрольной концентрацией нефтезагрязнения 15%. Полученные результаты позволяют заключить, что активизация местной микрофлоры с помощью растений может быть достаточно эффективным и экономичным способом биоочистки нефтезагрязненных территорий.

Литература

1. Тимергазина И.Ф., Переходова Л.С. К проблеме биологического окисления нефти и нефтепродуктов углеводородокисляющими микроорганизмами // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012. – Т.7. – №1. – http://www.ngtp.ru/rub/7/16_2012.pdf
2. Нечаева И.А. Биодegradация углеводородов нефти психротрофными микроорганизмами-деструкторами: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата биол. наук: 03.00.16. – Пушкино, 2009. – 175 с.: ил. РГБ ОД, 61 09-3/424.
3. Ивасишин П.Л. Рекультивация нефтезагрязненных земель и водоемов при помощи биоразлагающих сорбентов // Бурение и нефть, 2012. – № 6/7. – С. 94 – 97.
4. Лабораторное руководство по хроматографическим и смежным методам / Ред. О. Микеша. — М. : Мир, 1982. Ч. II. 381 с.
5. Ф.Х. Хазиев Ферментативная активность почв. — М.: Наука. 1967. 180 с.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА С УЧЕТОМ ДИНАМИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.О. Писарев, И.М. Долганов, Е.В. Бешагина

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существуют большое число компьютерных моделирующих систем, способных определять оптимальные технологические показатели работы установки низкотемпературной сепарации (НТС) в зависимости от предъявляемых требований к качеству готового продукта. Однако ни одна из них не способна в режиме реального времени отображать переходные процессы в аппаратах при изменении управляющих параметров (положение задвижек, расход теплоносителя и т.д.). Под переходными процессами понимаются изменения параметров работы оборудования установки НТС во времени, при переходе из одного стационарного режима (соответствующего предыдущим значениям управляющих параметров) в другой (соответствующий новым значениям управляющих параметров).

Кроме того, до настоящего времени не было предложено моделирующих систем, которые способны прогнозировать режимы работы основных аппаратов технологической схемы установки НТС с учетом переходных процессов при изменении состава поступающего на установку углеводородного сырья и технологических параметров ее работы.

Важной задачей при проектировании и управлении установкой является снижение времени протекания переходных процессов и выравнивание возможных отклонений работы аппаратов при смене рабочих режимов.

Таким образом, целью работы являлось создание нестационарных математических моделей аппаратов, входящих в технологическую схему установки низкотемпературной сепарации газа, способных имитировать

работу реального промышленного объекта и отображать переходные физико-химические процессы в зависимости от управляющих технологических параметров и времени.

Для достижения поставленной цели решили ряд задач:

- определена структура технологической схемы процесса НТС и установлено количество объектов для создания математических моделей;

- обоснован выбор основных методик расчета физических свойств (вязкость, плотность и др.) компонентов, входящих в состав исходной смеси перед сепаратором, теплообменником и другим основным оборудованием;

- обоснован выбор методик расчета термодинамических параметров процессов, протекающих в аппаратах технологической установки НТС (энтальпия, константа фазового равновесия, давление насыщенных паров и т.д.);

- построены математические модели аппаратов, основанные на физико-химических закономерностях протекания процессов в аппаратах технологической установки НТС и учитывающие изменение состава сырья, расхода входных и выходных потоков из аппаратов, температуры и давления;

- при написании математических моделей основных аппаратов учтены факторы нестационарности процессов,

- определен принцип автоматического регулирования технологических параметров работы аппаратов (расход, давление, уровень жидкости и т.д.);

- используя модульный принцип создания моделирующей системы, выполнена программная реализация построенных математических моделей;

- реализованные математические модели проверены на адекватность отображения физических и химических процессов, происходящих в аппаратах и в целом в технологической схеме НТС.

Для создания моделей сепараторов и разделителей жидкости применяли законы фазового равновесия, для расчета динамических условий сепарации использовали методы расчета (метод Шилова, Тека-Стила) и табличные значения констант фазового равновесия [1, 2].

За основу приняли технологическую схему, включающую три ступени сепарации, работающую при заданных технологических режимах, табл. 1. Состав газа на входе в сепаратор первой ступени приведен в табл. 2.

С использованием разработанных математических моделей были рассчитаны основные технологические показатели работы аппаратов, входящих в схему процесса НТС, а именно, таких как давление, расход газа на входе и выходе, расход жидкости на выходе, уровень жидкости в аппаратах.

Результаты расчетов показали (рис.), что созданный алгоритм математического описания технологической системы позволяет имитировать реальный процесс изменения степени открытия регулирующих клапанов. В том числе, любое изменение степени открытия не происходит мгновенно и, например, при изменении степени клапана на газовом отводе происходит изменение давления в аппарате за счет изменения скорости оттока газа из сепаратора.

При этом показатели работы сепаратора рассчитываются во времени, вследствие чего появляется возможность рассмотрения изменения параметров работы и анализа нестационарных режимов.

Стоит отметить, что изменение давления в аппарате влияет на фазовое равновесие в системе, что учтено в созданной модели процесса сепарации. Так, повышение давления ведет к увеличению количества отсепарированной жидкости и уменьшению её количества в аппаратах.

Таким образом, следует, что созданные математические модели могут быть использованы для определения оптимальных режимов работы установки низкотемпературной сепарации при изменяющемся составе и расходе сырья, а также изменении пластового давления.

Таблица 1

Технологические режимы работы аппаратов

C-1	T-1	C-2	T-2	C-3	РЖ-1	РЖ-2	Эжекторы
P 5.89 МПа	P _{1т} 7.73 P _{1мт} 4.99 МПа	P 6.35 МПа	P _{1т} 6.35 P _{1мт} 4.99 МПа	P 5.03 МПа	P 5.69 МПа	P 2.98 МПа	P _{1 pas} 1.50 МПа
L 25.21 %	P _{2т} 7.68 P _{2мт} 4.92 МПа	L 35.05 %	P _{2т} 6.30 P _{2мт} 4.99 МПа	L 20.00 %	L _{конд} 49.99 %	L _{кон} 51.72 %	P _{2 pas} 1.50 МПа
T 15.00 град.	T _{вх} 43.21 град.	T 4.34 град.	T _{вх} 4.35 град. С	T _{вх ап} -38.81 град. С	L _{мет} 50.02 %	L _{мет} 50.03 %	T ₁ -34.19 град. С
	T _{вых} 11.81 град.		T _{вых тр} -22.15 град. С		T _{вы} 15.00 град. С	T _{кон} -0.73 град. С	T ₂ -37.65 град. С
	T _{вх мтр} -8.94 град.		T _{вх} -38.82 град. С	F _{газ} 396.14 тыс. м3/	F _{мет} 564.87 кг/час	F _{мет} 132.46 кг/час	F ₁ 110.23 тыс. м3/час
F _{конде} 8592.47 кг/час	T _{вых} 28.17 град.	F _{конде} 1592.85 кг/час	T _{вых} -8.13 град. С	F _{конде} 39678.61 кг/час	F _{конден} 6111.44 кг/час	F _{конде} 46735.10 кг/час	F ₂ 109.23 тыс. м3/час

Таблица 2

Состав газа на входе в сепаратор первой ступени сепарации

Компонент	Массовая концентрация, % мас.
CO ₂	0,54
N ₂	2,65
CH ₄	84,86
C ₂ H ₆	4,24
C ₃ H ₈	2,63
iC ₄ H ₁₀	0,60
C ₄ H ₁₀	0,50
iC ₅ H ₁₂	0
C ₅ H ₁₂	0,83
C ₆₊	2,70
H ₂ O	0,02
CH ₃ OH	0,005

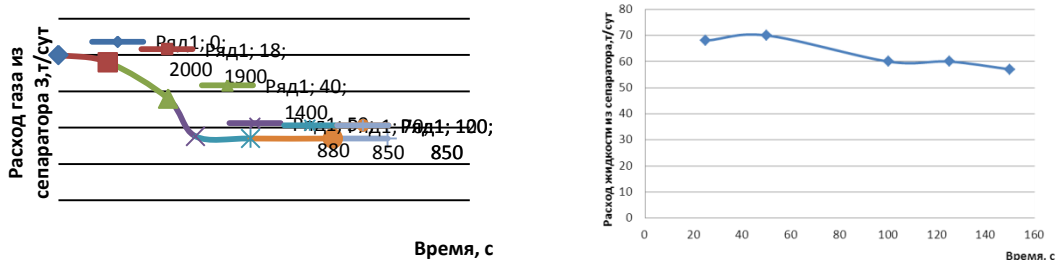


Рис. Зависимость расхода газа на выходе из сепаратора от времени при изменении $P=5,89\div 7$ МПа

Установлено влияние управляющих параметров на технологические показатели работы установки НТС в режиме реального времени, что позволяет прогнозировать переходные процессы в аппаратах и минимизировать риски возникновения нештатных ситуаций.

Литература

1. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Бешагина Е.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Гавриков А.А. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа. Учебное пособие. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. – 128 с.
2. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей / 3-е издание, переработанное и дополненное. Перевод с английского под редакцией Б. И. Соколова. – Л.: «Химия», 1982.– 592 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ДЕТОНАЦИОННЫХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ АВТОМОБИЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Б.В. Сахневич, М.В. Киргина

Научный руководитель ассистент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях современной конкурентной экономики нефтеперерабатывающие предприятия ставят своей основной целью обеспечение внутреннего и внешнего рынка высококачественными моторными топливами. При этом большое внимание уделяется процессу компаундирования – получению высококачественных топлив путём смешения прямогонных фракций с компонентами вторичных процессов переработки нефти, а также с присадками и добавками. В ходе данного процесса определяются основные качественные и количественные характеристики моторных топлив, к которым относятся:

- октановое число по исследовательскому (ОЧИ) и моторному (ОЧМ) методам;
- содержание ароматических и олефиновых углеводородов;
- давление насыщенных паров (ДНП) бензинов.

Помимо этого, при эксплуатации часто необходимо знание таких показателей, как плотность и вязкость в стандартных условиях.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Института природных ресурсов ТПУ разработана интеллектуальная моделирующая система «Compounding», которая позволяет разрабатывать рецептуры смешения бензинов с учетом неаддитивности октановых чисел, возникающих при получении бензинов смешения в виду межмолекулярных взаимодействий полярных углеводородов, добавок и присадок [1, 2].

Исходными данными для расчета являются данные хроматографического анализа. С целью формирования единой формы представления входной информации в программе «Compounding» присутствует блок автоматизированной обработки хроматограмм, основой систематизации данных в котором является список, содержащий 110 компонентов (табл. 1).

Таблица 1

Содержание блока автоматизированной обработки хроматограмм

Группы компонентов	Количество компонентов
н-парафины	10
и-парафины	39
олефины	32
нафтены	15
ароматические соединения	14
ИТОГО	110

Разработанный набор компонентов был проверен на адекватность: с использованием моделирующей системы «Compounding» были рассчитаны октановые числа по исследовательскому методу потоков с известными детонационными характеристиками.

Таблица 2

Сравнение расчетных октановых чисел с экспериментальными данными

Поток	ОЧИ _{расч}	ОЧИ _{эксп}	Δ
Алкилат	93,3	93,3	0,03
Риформат №1	94	94,5	0,53
Риформат №2	95,4	96	0,6
Бензин каталитического крекинга	85	86	1
Бензин газодифракционной установки	83,2	82,8	0,38
Бензин установки КАС	88,2	87,3	0,88

$$\Delta = |\text{ОЧИ}_{\text{эксп}} - \text{ОЧИ}_{\text{расч}}|$$

Анализ показал, что разработанный формализованный набор, состоящий из 110 компонентов позволяет рассчитывать октановые числа с приемлемой абсолютной погрешностью, что позволяет использовать данную методику для определения октановых чисел потоков на любом нефтеперерабатывающем предприятии.

Кроме того моделирующая система «Compounding» позволяет осуществлять расчет следующих физико-химических свойств бензинов для исходных файлов, состоящих из 110 компонентов:

- ДНП потока по формуле Антуана [3]:

$$\ln P = \text{Ant}_A - (\text{Ant}_B / (T + \text{Ant}_C))$$

где T – температура, К; $\text{Ant}_A, \text{Ant}_B, \text{Ant}_C$, – константы.

- среднюю молекулярную массу потока;

- среднюю температуру кипения потока;

- плотность потока;

- вязкость потока по формуле Ван-Вальцена, Кардозо, Лангенкампа [3]:

$$\lg \mu = B \cdot (1/(T - 1/T_0))$$

где T – температура, К; B, T_0 – константы.

В табл. 3 представлено сравнение расчетных значений плотности различных потоков, вовлекаемых в производство товарных бензинов, с экспериментальными данными для данного показателя.

Таблица 3

Сравнение расчетных значений плотности с экспериментальными данными

Показатели	Алкилат	Риформат	Бензин ГФУ	Бензин каталитического крекинга
Плотность при 15 ⁰ С эксперимент, кг/м ³	697,3	776	724,5	730,4
Плотность при 15 ⁰ С расчет, кг/м ³	697,66	781,08	723,94	730,27
Δ , %	0,051	0,654	0,007	0,0002

Результаты, представленные в табл. 3, позволяют сделать вывод о том, что расчет плотности в моделирующей системе «Compounding» осуществляется с погрешностью, не превышающей 1%. Это сопоставимо с экспериментальными методами определения данного параметра, на основании чего можно сделать вывод о адекватности модели, и возможности применения программы для расчетов на практике.

В табл. 4 представлены рассчитанные с помощью моделирующей системы «Compounding» детонационные и физико-химические свойства потоков, вовлекаемых в производство товарных бензинов.

Таблица 4

Расчет детонационных характеристик топливных потоков

Поток	ОЧМ	ОЧИ	ДНП, кПа	Плотность при 15°C, кг/м ³	Вязкость при 20°C, сПа
Бензин каталитического риформинга с движущимся слоем катализатора (д.с.)	98,04	107,39	16,41	837,49	71,43
Бензин каталитического риформинга с неподвижным слоем катализатора (н.с.)	82,23	89,4	31,91	782,84	54,21
Прямогонная фракция 85-140 °С	51,22	56,38	7,36	755,54	56,61
Алкилат	94,36	96,36	40,28	697,21	43,96
Бензин газовый	77,91	81,96	108,58	678,19	36,26
Бензин каталитического крекинга	84,79	92,1	53	735	51,32
Гексановый изомеризат	83,4	85,94	71,04	657,18	33,21

Моделирующая система «Compounding», дополненная блоком автоматизированной обработки хроматограмм, позволяет точно рассчитывать детонационные и физико-химические свойства автомобильных бензинов любых марок, соответствующих современным экологическим требованиям класса ЕВРО.

Внедрение данной разработки дает возможность реагировать на изменение состава сырья, а также варьировать рецептуры смешения и выработать рекомендации по вовлечению в компаундирование различного по составу сырья.

Литература

1. Смышляева Ю.А., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В., Зыонг Ч.Т., Фан Ф. Разработка базы данных по октановым числам для математической модели процесса компаундирования товарных бензинов// Известия Томского политехнического университета, 2011. – Т. 318, № 9. – С. 75–80.
2. Киргина М.В., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Смышляева Ю.А., Кравцов А.В., Фан Фу. Моделирование процесса приготовления товарных бензинов на основе учета реакционного взаимодействия углеводородов сырья с высокооктановыми добавками // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 2012. – №4. – С. 3–8.
3. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие / Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ОКИСЛЯЕМОСТЬ СМАЗОЧНО-ОХЛАЖДАЮЩИХ ЖИДКОСТЕЙ

М.А. Семенцова

Научный руководитель доцент Н.И. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Смазочно-охлаждающими жидкостями называют сложные системы, состоящие из ряда компонентов, которые отвечают за обеспечение смазки и охлаждения деталей металлообрабатывающего инструмента и станочного оборудования. Благодаря обработке маслами инструментов износ снижается, соответственно точность и качество обработанных деталей значительно повышаются. Смазочно-охлаждающие жидкости в процессе работы выполняют ряд функций: защищая обрабатываемые детали, инструмент и оборудование от коррозионных процессов, она так же избавляет рабочее пространство станка от стружки и абразивной пыли.

Диапазон температур работоспособности смазочно-охлаждающих жидкостей зависит от их термоокислительной стабильности и температурной стойкости на поверхностях трения. Окисление происходит под действием нагрузки и температуры.

Научное и практическое значения исследования температурной стойкости и окисляемости смазочно-охлаждающих жидкостей играет важную роль в металлообрабатывающей промышленности. Целью настоящей работы является исследование влияния температурного воздействия на окисляемость смазочно-охлаждающих жидкостей.

Для исследований выбраны смазочно-охлаждающие жидкости Garia 601 M22; Смазпром МР-3 и МР-7. Методика исследования предусматривала термостатирование масел в диапазоне температур от 30 до 95 °С.

Проба помещалась в термостойкий стакан, который устанавливали в термостат. Время термостатирования составляло 8 часов при атмосферном давлении с перемешиванием. Температура поддерживалась автоматически во время испытания и устанавливалась дискретно. После проведения испытания проба взвешивалась для определения испаряемости масла, затем отбирались пробы для определения плотности и кинематической вязкости при 20, 40 и 100°C на вискозиметре Штабингера. Индекс вязкости, был рассчитан по ГОСТ 25371-97. Индекс вязкости является показателем для оценки вязкости масла от температуры.

На рисунке 1 представлены кривые зависимости кинематической вязкости от температуры испытания, которые свидетельствуют, что с увеличением температуры термостатирования кинематическая вязкость для смазочно- охлаждающей жидкости Garia 601 M22 практически не изменяется. Изменение кинематической вязкости для смазочно- охлаждающей жидкости MP-7 составило 10,3 % , причем резкое изменение вязкости последовало после термостатирования при 75°C, это указывает на низкую окисляемость данного образца. Средние показатели кинематической вязкости у смазочно- охлаждающей жидкости MP-3 в пределах 57-67 мм²/с.

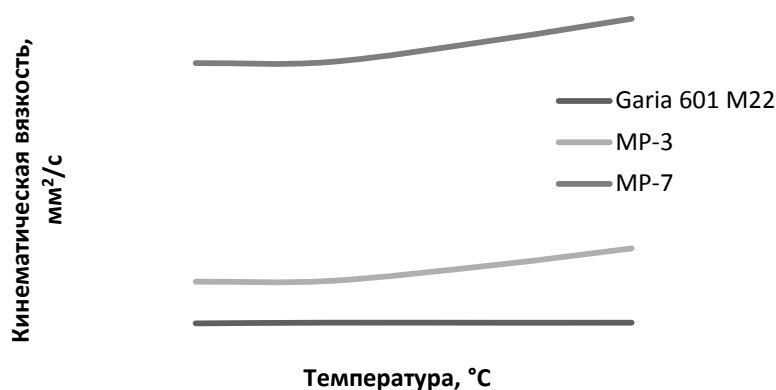


Рис. 1. Зависимость кинематической вязкости от температуры термостатирования

Зависимость индекса вязкости от температуры термостатирования (рис. 2) смазочно-охлаждающих жидкостей имеет непрямолинейный характер. Масла из парафинистых нефтей отличаются более высоким индексом вязкости и меньшей испаряемостью, чем масла из нефтей нафтенового основания. Индекс вязкости колеблется от 107 до 110 в случае масла Garia 601 M22, данные показатели являются самыми низкими. Тенденции изменения индекса вязкости для масел MP-3 и MP-7 практически одинаковы. Самый высокий показатель индекса вязкости у смазочно-охлаждающей жидкости MP-3 после термостатирования при 30°C в течение 8 часов, он составил 113,3804. Высокий индекс вязкости и сравнительно малая испаряемость смазочно-охлаждающих жидкостей содержащих маловязкие компоненты, обуславливают их малый расход.

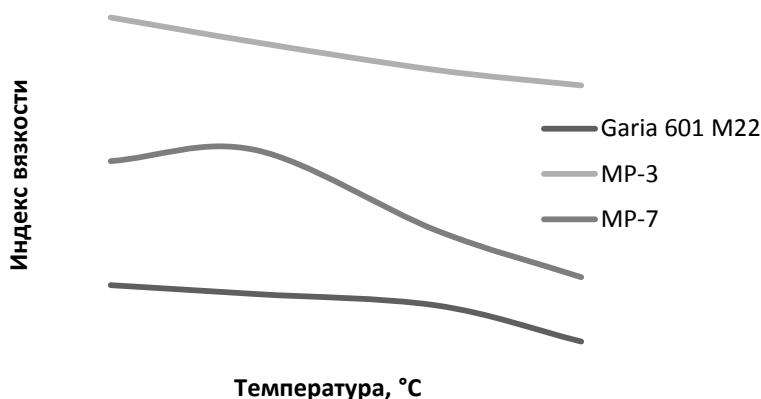


Рис. 2. Зависимость индекса вязкости от температуры термостатирования

Согласно данным рисунка 3 все смазочно-охлаждающие жидкости подвергаются испарению при термостатировании, значения колеблются от 0,06 до 2,2 % масс. Установлено, что наиболее высокие значения

испаряемости у масел после термостатирования в течение 8 часов при 95°C, что подтверждает доминирующее влияние температуры на испаряемость масел. В некоторой степени испаряемость масел связана с наличием в них присадок, поскольку последние обычно разбавляют легкими дистиллятными маслами.

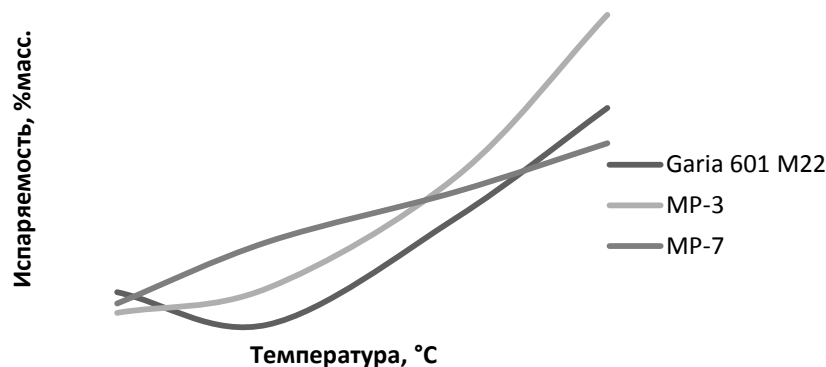


Рис. 3. Зависимость испаряемости масел от температуры термостатирования

В результате проведенных испытаний и обработки полученных данных установлено, что на окисляемость смазочно-охлаждающих жидкостей большое влияние оказывает температура, при которой происходило термостатирование. Наиболее стойким к окисляемости оказалась смазочно-охлаждающая жидкость Garia 601 M22 на основании анализа изменения кинематической вязкости и индекса вязкости при испытании.

Литература

1. Шрам В.Г., Ковальский Б. И., Петров О. Н., Безбородов Ю. Н. Исследование термостойкости частично синтетических моторных масел//Технологии нефти и газа. — Красноярск, 2013. — №3. — С.25 —28.
2. Семенов А. П. высокотемпературные твердые смазочные вещества//трение и износ. 2007— Т.28. — №5. — С.525 —538.
3. Нефть-Газ Электронная библиотека [Электронный ресурс] / Испаряемость масел URL: <http://www.ekol.oglib.ru>, свободный, - Загл. экрана.- Яз. рус. Дата обращения: 29.02.2014.

АНАЛИЗ РАБОТЫ КАТАЛИЗАТОРА УСТАНОВКИ РИФОРМИНГА Л-35-11/1000 ОАО «КУЙБЫШЕВСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД» МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Ю.А. Смольянова, В.А. Сидоров

Научный руководитель доцент Н.В. Чеканцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование каталитических процессов, как научное направление, создавалось в середине 60-70 годов прошлого века и продолжает развиваться. Определяющую роль играет моделирование в развитии каталитических процессов. Полнота реализации потенциала катализатора определяет ресурсоэффективность всего производства в целом. Исследование закономерностей превращения углеводородов при реализации таких процессов с использованием стратегии системного анализа и метода математического моделирования представляет собой поэтапное выполнение термодинамических, кинетических и гидродинамических расчетов [2,3,5].

Куйбышевский НПЗ – одно из крупнейших предприятий нефтяной отрасли Самарской области. Завод входит в структуру ОАО «НК «Роснефть» с мая 2007 года.

Строительство Куйбышевский НПЗ началось в 1943 г., первая партия нефти была переработана уже в 1945 году. В настоящее время мощность НПЗ составляет около 6,68 млн т нефти в год. Завод перерабатывает нефть, добываемую Компанией в Западной Сибири (Юганскнефтегаз) и Самарской области (Самаранефтегаз). Завод специализируется на выпуске высококачественного моторного топлива. Вторичные перерабатывающие мощности завода включают установки каталитического крекинга, висбрекинга, каталитического риформинга и гидроочистки, установку по производству водорода, блок выделения бензолсодержащей фракции. Заводом было произведено 6,25 товарных нефтепродуктов, глубина переработки составила 60,06%.

В настоящее время на Куйбышевском нефтеперерабатывающем заводе реализуется корпоративная программа масштабной модернизации производства. Цель модернизации — полный переход на выпуск моторных топлив, соответствующих экологическим нормам Технического регламента Таможенного союза – Евро-4 и Евро-5.

Часть из запланированных мероприятий уже выполнены: в 2011 году завершена работа по увеличению производительности установки «Висбрекинг», введен в эксплуатацию блок выделения бензолсодержащей фракции; в 2012 году окончены работы по переводу котлов ТЭЦ на природный газ. Продолжается реализация проекта строительства комплекса каталитического крекинга (FCC) – в настоящее время здесь ведется монтаж основного оборудования, активно ведутся работы по строительной части и монтажу оборудования секции ГФУ, возводятся объекты ОЗХ: автономная воздушная компрессорная, блок оборотного водоснабжения БОВ-2, проводятся работы по подключению комплекса каталитического крекинга (FCC) к объектам ОЗХ.

Начаты работы по возведению установки производства высокооктановой присадки МТБЭ [4].

Установка каталитического риформинга Л-35-11/1000 предназначена для получения высокооктанового компонента автомобильных бензинов и водородсодержащего газа в результате каталитических превращений низкооктановых бензиновых фракций. Сырьем установки являются широкая бензиновая фракция и бензин стабильный (фр. 80-180°C).

В мае 2006 года на блоке риформинга загружен катализатор RG-682 фирмы «Axens». В мае 2009 года на блоке риформинга загружен катализатор PR-15 фирмы «Criterion». В ноябре 2009 г. в реактор P-4 дозагружен катализатор фирмы «Axens» RG-682 A1.2.

В состав установки входят:

1. Блок предварительной гидроочистки сырья, где происходит гидрирование сернистых, азотистых, кислородсодержащих соединений до углеводородов, сероводорода, аммиака, воды и получение нестабильного гидрогенизата.

2. Блок отпарки гидрогенизата, где происходит отпарка нестабильного гидрогенизата с выделением сероводорода, аммиака, воды и получение стабильного гидрогенизата – сырья блока риформинга.

3. Блок каталитического риформинга, где в результате реакций, протекающих на катализаторах PR-15, RG-682 A1.2. происходит, главным образом, ароматизация и изомеризация углеводородов, а также селективный гидрокрекинг нормальных углеводородов и, тем самым, повышение октановой характеристики бензиновых фракций и получение нестабильного катализата.

4. Блок стабилизации катализата – получение компонента автомобильных бензинов, который выводится в парк в качестве готовой продукции.

5. Мембранная азотная установка - предназначена для получения газообразного азота из атмосферного воздуха. Полученный азот используется в качестве запорного газа на торцевых уплотнениях компрессора ЦК-1, а избыток газа сбрасывается в заводскую линию азота низкого давления потребителям для продувки систем риформинга и гидроочистки, проведения регенерации катализаторов, продувки систем технологических установок перерабатывающих легковоспламеняющиеся и взрывоопасные вещества.

6. Блок извлечения бензолсодержащей фракции – для извлечения из стабильного катализата бензолсодержащей фракции фр.62-85 (БСФ) и получения отбензоленного стабильного катализата (смеси фракций НК-62 и 85-180), являющегося основным компонентом при получении автомобильных бензинов по стандартам Евро-3,4,5. Октановое число стабильного катализата изменяется от 93 до 95 п. в зависимости от углеводородного состава перерабатываемого сырья и активности катализатора.

Таблица

Результаты расчета на программе «Активность»

Дата отбора	24.07.2013	16.09.2013	29.10.2013	20.11.2013	14.12.2013
Активность катализатора	0,78	0,78	0,71	0,65	0,65
Переработанное сырьё, т.	135052	316203	435094	494526	560000
Число крекинга	2,8	1,9	2	3,1	2,9
Водород, % об.	80,4	80,8	81,3	81	80
Выход водорода, % мас.	1,93	2,02	1,93	1,83	1,76
Температура входа, °С	489	493	494	495	495
Расход сырья, м3/ч	165	156	158	158	158
Пар/(Нафт+Аром)в сырье	1,46	1,69	1,6	1,38	1,38
н-Пар/и-Пар в сырье	1,08	1,02	0,94	0,94	0,96
Кратн. цирк. ВСГ, м3/м3	1424,2	1442,3	1430,4	1379,7	1417,7
Степень изомеризации	52	48	36	35	36
Степень ароматизации	23,31	24,26	23,75	19,86	19,83
Ароматика, % мас.	54,66	54,71	54,68	54,61	54,74
Кокс, %мас.	1,51	3,79	4,9	5,35	5,87
ОЧ (расчетное)	95,1	95,3	95	94,9	94,9
ОЧ (фактическое)	94,7	94	94,3	94,8	94,8
МЦП в катализате, % мас.	0,65	0,69	0,63	0,54	0,59
Перепад температур	65	68	68	69	69
Выход риформата, % мас.	86,88	86,48	86,87	87,7	87,51

Анализ работы катализатора был проведен с использованием Системы контроля работы катализаторов «Активность». Адекватность математической модели реальному процессу проверялась по значениям октанового числа расчетного и фактического, расхождение не превышает 0,5 п [1].

Из расчетных данных видно, что октановое число в продукте с течением времени остается постоянным (95). Содержание кокса на катализаторе увеличилось – за 4 месяца на 4,36%, что связано с ростом температуры. При этом активность катализатора снизилась с 0,78 до 0,65.

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. М: ЦНИИТЭнефтехим. 2001. — 625 с.
2. Костенко А.В., Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Полубоярцев Д.С. Оценка технологических параметров Pt-катализаторов риформинга методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия, 2005. –12. – С. 52–55.
3. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Костенко А.В., Чеканцев Н.В., Гынгазова М.С. Учет реакционной способности углеводородов и потенциала катализатора в инновационных технологиях мониторинга промышленных процессов риформинга и изомеризации бензинов // Нефтепереработка и нефтехимия, 2008. - №9. – с. 10-16.
4. Интернет-ресурс. URL: http://www.rosneft.ru/Downstream/refining/Refineries/Kuibyshev_Refinery/
5. Мелехин В.В., Чеканцев Н.В., Шарова Е.С., Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Машкина Е.Н. Мониторинг промышленной установки Л-35-11-450К Комсомольского НПЗ с использованием системы контроля работы катализатора // Нефтепереработка и нефтехимия, 2010. - №12. – с. 16-19.

ЧИСЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА АЛКИЛИРОВАНИЯ БЕНЗОЛА ЭТИЛЕНОМ

Е.С. Хлебникова, А.В. Беккер, Н.С. Белинская

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из наиболее динамично развивающихся направлений нефтехимической промышленности является получение этилбензола, используемого в качестве промежуточного продукта в производстве стирола, полистирола и синтетических каучуков.

В России этилбензол в промышленности получают путем алкилирования бензола этиленом с использованием катализаторного комплекса $AlCl_3$.

В 2012 году на одной из промышленных установок получения этилбензола была произведена реконструкция смесительной камеры перед реактором алкилирования. До реконструкции установки смешение реагентов с катализаторным комплексом осуществлялось в два этапа: 1) свежий и регенерированный катализаторный комплекс смешивались в установочной перед реактором камере; 2) объединенный поток поступал в оборудованный барботажным устройством реактор алкилирования и смешивался с этиленом.

Реконструкция смесительной камеры предполагает дооборудование ее новыми смесительными устройствами, представляющими собой металлические стержни, расположенные непосредственно в камере смешения по ходу движения реакционных потоков, через которые планируется организовать подачу не только катализаторного комплекса, бензола, но и этилена.

Целью данной работы являлось численное исследование процесса алкилирования бензола этиленом и оценка целесообразности реконструкции смесительного оборудования перед реактором установки получения этилбензола с использованием численных методов.

Ранее на кафедре ХТТ была разработана математическая модель процесса алкилирования [1], которая позволяет рассчитывать концентрации основных компонентов продуктовой смеси, а также перепад температуры по реактору.

Диаметр камеры смесителя составляет 0,105 м, длина – 2,45 м. Руководствуясь геометрическими характеристиками аппарата, для дальнейших расчетов была выбрана модель идеального вытеснения. Выражение, описывающее гидродинамическую модель идеального вытеснения [2], имеет вид:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = -u \frac{\partial C}{\partial l}, \quad (1)$$

где u – линейная скорость потока, м/с; C – концентрация вещества, моль/м³; t – время, с; l – длина реактора, м.

Допущение о возможности применения модели идеального вытеснения для рассматриваемого смесителя было проверено путем расчета диффузионного и теплового критерия Пекле для потока на входе в смеситель перед реактором алкилирования.

Согласно литературным данным, отношение между критериями Пекле диффузионным и тепловым составляет:

$$Pe_T / Pe_D = 1,05 \div 1,5 \quad (2)$$

В свою очередь, тепловой критерий Пекле можно рассчитать по формуле:

$$Pe_T = \omega \cdot l \cdot c_p \cdot \frac{\rho}{\lambda} = Re \cdot Pr, \quad (3)$$

где ω – скорость потока в смесителе, м/с; l – определяющий линейный размер смесителя, м; c_p – теплоемкость смеси, Дж/(кг·°К); ρ – плотность смеси, кг/м³; λ – коэффициент теплопроводности смеси, Вт/(м·°К), Re – число Рейнольдса, Pr – критерий Прандтля.

В качестве исходных данных были использованы данные по составу входного потока в реактор алкилирования (табл. 1), массовый расход на входе в смеситель составил 20800 кг/час.

Таблица 1

Состав входного потока в смеситель

Компонент	Массовое содержание, %	Мольное содержание, %
бензол	0,851	0,789
толуол	2,55E-04	2,01E-04
этилен	0,067	0,174
пропилен	3,37E-06	5,80E-06
ПАБ (триэтилбензол)	0,082	0,037
парафин	6,73E-05	2,87E-05

Коэффициент теплопроводности, плотность и теплоемкость жидкой смеси были определены с помощью программного пакета HYSYS. При проведении расчетов температура на входе в смеситель была зафиксирована на уровне 70 °С. Давление в смесителе перед реактором алкилирования составило 1,1 кгс/см².

В таблице 2 приведены найденные значения коэффициентов теплопроводности, теплоемкости, вязкости и плотности входного потока.

Таблица 2

Физические свойства входного потока

Коэффициент теплопроводности, Вт/(м °К)	Плотность, кг/м ³	Теплоемкость, Дж/(кг·°К)	Динамическая вязкость, сПз
0,1216	831,9	1715	0,4037

Тогда критерий Пекле: $Pe_T = 98676$.

Следовательно, диффузионный критерий Пекле будет находиться в пределах:

$$Pe_D = 103610 \div 148015$$

Полученные значения диффузионного и теплового критериев Пекле говорят о том, что конвективные потоки переноса тепла и вещества в смесителе значительно преобладают над диффузионными и гипотеза о том, что в смесителе наблюдается гидродинамический режим, близкий к идеальному вытеснению, подтверждается.

В дальнейшем было определено время пребывания реагентов в смесителе, которое составило $2,61 \cdot 10^{-4}$ с. Время же контакта реагентов в реакторе составляет 0,28 с. Таким образом, при найденном времени контакта при $T_{\text{вх.}} = 388$ °К в смесителе с использованием математической модели был проведен анализ кинетических закономерностей целевых и побочных реакций процесса алкилирования с количественной оценкой характеристик выходного потока из смесителя и реактора. Результаты расчета расходов компонентов на выходе из смесителя и реактора представлены в табл. 3

Таблица 3

Результаты расчета расходов компонентов на выходе из смесителя и реактора

Параметр	Расход из смесителя (расч.), кг/ч	Расход из реактора (расч.), кг/ч	Расход из реактора (эксперим.), кг/ч
бензол	17678,2	11849,56	11454,63
диэтилбензол	12,48	1167,9	524,2
этилбензол	-1476,53	7327,78	6173,85
ПАБ	1689,37	0	0
пропилен	0,06	0	0
ИПБ	2,7	20,78	58,24
толуол	48,07	483,87	563,02
этилен	1813,77	9,89	0
этилтолуол	30,02	390,21	446,54
$T_{\text{вых.}},$ °К	388,04	406,4	

Выход этилбензола из смесителя при таких условиях получил отрицательное значение, а также почти отсутствует перепад температуры по аппарату, что говорит о малой вероятности протекания реакций в смесителе, хотя согласно полученным значениям изменения энергии Гиббса, все реакции, входящие в схему превращений процесса алкилирования бензола этиленом, являются термодинамически возможными. В табл.4 представлены значения энергии Гиббса для двух основных реакций процесса алкилирования.

Таблица 4

Значения изобарно-изотермического потенциала для основных реакций процесса алкилирования

№	Реакция	ΔG , кДж/моль
1	$C_6H_6 + CH_2 = CH_2 \rightarrow C_6H_5C_2H_5$	-47,9
2	$C_6H_5C_2H_5 + CH_2 = CH_2 \rightarrow C_6H_5(C_2H_5)_2$	-61,4

На рис. представлены результаты расчета расхода диэтилбензола из реактора, а также из смесителя в течение полугода. Как видно из представленных результатов, образование диэтилбензола в смесителе незначительно, что говорит о малой скорости протекания этой реакции при данных условиях и времени контакта.

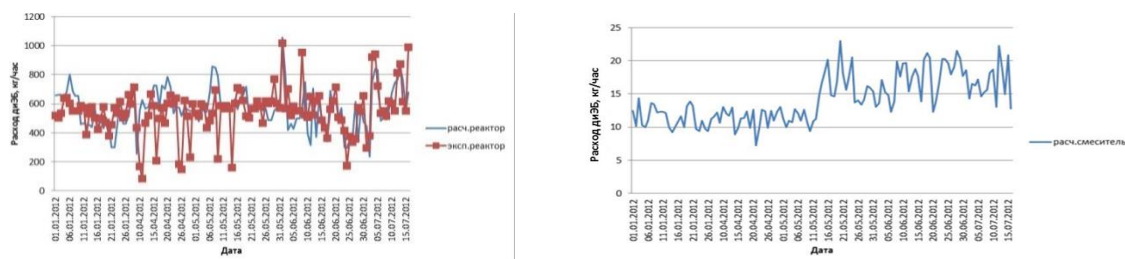


Рис. Расход диэтилбензола из реактора и в смесителя

Математическая модель реактора, в основу которой были положены найденные решением обратной кинетической задачи кинетические параметры, позволяет с достаточно высокой точностью описывать реальный процесс, так как расчетные и экспериментальные данные имеют хорошую сходимость. Погрешность расчетов не превышает 9 %. Созданное математическое описание было использовано для расчета показателей работы смесительной камеры перед реактором алкилирования, при этом было уточнено время контакта реагентов с катализатором. Результаты расчета на модели показали, что при условиях проведения промышленного процесса после реконструкции при организации подачи катализаторного комплекса, бензола и этилена через новые смесительные устройства, будет наблюдаться малая скорость протекания целевых и побочных реакций на стадии смешения или их практическое отсутствие. Поэтому не существует потенциальной опасности перегрева сопутствующего оборудования – смесителя – в результате протекания экзотермических реакций и не возникает необходимости отвода избыточного тепла из аппарата.

Литература

1. Белинская Н.С., Долганова И.О., Ивашкина Е.Н., Мартымянова Е.В., Ткачев В.В. Повышение эффективности технологии получения этилбензола с использованием метода математического моделирования // *Фундаментальные исследования*, 2013. – № 8 (часть 3). – 782 с.
2. Бесков В.С., Флокк В. Моделирование каталитических процессов и реакторов.– М: Химия, 1991.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА СЫРЬЯ Э.Я. Худавердиева

Научный руководитель доцент Е.А. Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время добыча нефти стала неотъемлемой частью нашей жизни. Нефть, извлекаемая из скважин, всегда содержит в себе механические примеси, попутный газ и пластовые воды, в которых растворены различные соли. Обычно в начальный период эксплуатации месторождения добываются безводная или малообводненная нефть. По мере добычи ее обводненность увеличивается до 90...98%. Очевидно, что такую «сырую» нефть нельзя транспортировать и перерабатывать на нефтеперерабатывающем заводе без тщательной промышленной подготовки.

При промышленной подготовке и переработке нефти очень важную роль играет состав сырья. В данной работе исследовано влияние состава и свойств пластовой нефти на качество подготавливаемой на установке первичной подготовки нефти (УПН) товарной нефти на основе данных о нефти различных пластов соседних месторождений Западной Сибири с использованием моделирующей системы, описанной в [1]. В табл. 1. приведены составы и свойства пластовой нефти.

Таблица 1

Составы сырья

Пласт	Содержание компонентов, % молн.										Молекулярная масса, г/моль	Плотность безводной нефти, кг/м ³ по ГОСТ 3900-85
	CO ₂	N ₂	C ₁ H ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆₊		
BC ₁	0,08	0,45	26,22	1,52	3,12	1,44	3,17	1,64	2,44	59,92	173,5	879,0
BC ₂₋₃	0,04	0,37	23,64	1,39	3,00	1,25	3,03	1,55	2,30	63,43	183,5	884,0
BC ₄	0,23	0,44	26,11	1,15	2,23	0,94	2,40	1,26	1,88	63,36	191,5	891,0
BC ₁₀	0,10	0,63	26,80	2,39	4,99	1,15	3,43	1,28	2,05	57,18	166,3	879,8
AC ₈	0,07	0,44	24,70	0,77	1,23	0,77	2,01	1,25	1,96	66,80	184,3	881,0
BC ₁₋₁	0,08	0,55	26,80	0,87	2,09	1,04	2,51	1,41	2,09	62,56	174,6	875,0
BC ₁₀₋₁	0,00	0,31	26,14	1,09	2,90	0,99	3,00	1,53	2,39	61,66	172,6	89,01
ЮС ₁	0,38	0,73	26,27	4,05	8,40	1,40	5,14	1,81	2,81	49,01	127,7	845,7
ЮС ₁₋₁	0,50	0,75	20,10	4,63	8,46	1,38	5,39	1,67	3,13	53,99	127,3	841,4
ЮС ₁₋₂	0,46	0,54	19,60	4,73	8,23	1,29	5,02	1,68	2,85	55,60	126,3	836,7
ЮС ₁₋₃	0,37	0,29	16,86	4,34	7,05	1,08	5,01	1,55	2,97	60,48	139,5	872,0

Из анализа информации о составе и свойствах нефти, добываемой из различных пластов и направляемой на одну УПН, следует, что на первичную подготовку поступают легкие нефти с плотностью до 840 кг/м³, это нефти пластов ЮС₁, ЮС₁₋₁, ЮС₁₋₂, тяжелые нефти с плотностью выше 890 кг/м³ – нефти пластов БС₄, БС₁₀₋₁ и средние – нефти пластов БС₁, БС₁₀, БС₂₋₃, АС₈, БС₁₋₁, ЮС₁₋₃. Чем больше плотность нефти, тем больше молекулярная масса и содержание С₆₊.

Упрощенная технологическая схема УПН и условия подготовки нефти приведены на рис.

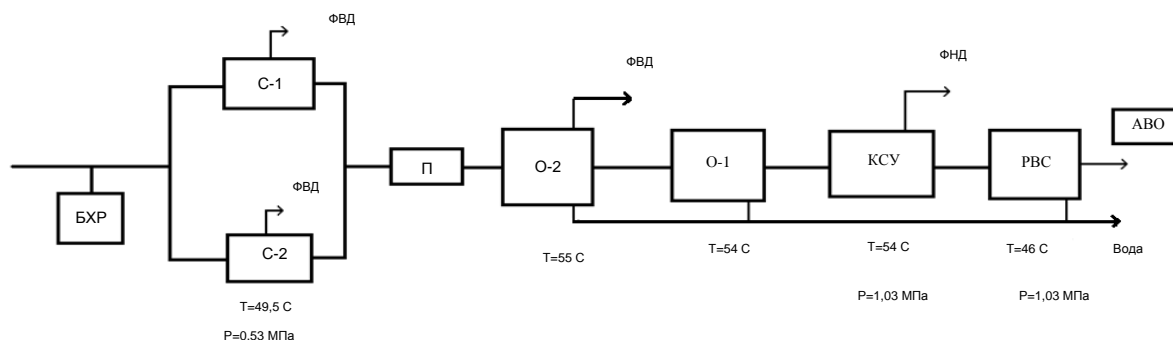


Рис. Упрощенная технологическая схема промышленной подготовки нефти УПН:
 БХР – блок хим. реагента; С-1, С-2-Сепараторы; П - печь; О-1, О-2-отстойники; КСУ- конечная сепарационная установка; РВС- Резервуар вертикальный стальной; АВО - аппараты воздушного охлаждения; ФВД – факел высокого давления; ФНД - факел низкого давления

Составы и свойства пластовой нефти, последовательность технологических процессов и рабочие условия в аппаратах использовались в качестве исходных данных для моделирующей системы при выполнении исследований.

В результате моделирования процессов подготовки нефти различных пластов на УПН получены составы и показатели качества подготовленной нефти (табл.2), а также прогноз по ее выходу. Давление насыщенных паров (ДНП) было рассчитано с использованием формулы Ашворта по полученным составам товарной нефти. Результаты расчетов для всех основных показателей хорошо согласуются с данными реальной промышленной установки.

Таблица 2.

Состав и показатели качества подготовленной нефти.

Показатели	Пласт										
	БС ₁	БС _{2,3}	БС ₄	БС ₁₀	АС ₈	БС ₁₋₁	БС ₁₀₋₁	ЮС ₁	ЮС ₁₋₁	ЮС ₁₋₂	ЮС ₁₋₃
Состав, % мол.: CO ₂	0,01	0,00	0,20	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,02	0,02	0,02
N ₂	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CH ₄	0,22	0,23	0,28	0,17	0,36	0,3	0,25	0,08	0,07	0,07	0,08
C ₂ H ₆	0,23	0,23	0,20	0,29	0,15	0,16	0,18	0,3	0,36	0,39	0,43
C ₃ H ₈	1,42	1,42	1,09	2,04	0,63	1,05	1,37	2,5	2,54	2,56	2,42
i-C ₄ H ₁₀	1,12	0,98	0,74	0,85	0,62	0,85	0,77	0,88	0,85	0,08	0,70
n-C ₄ H ₁₀	2,86	2,71	2,16	3,01	1,82	2,34	2,70	4,05	4,08	3,83	3,87
i-C ₅ H ₁₂	1,92	1,75	1,43	1,51	1,40	1,66	1,47	2,15	1,86	1,86	1,66
n-C ₅ H ₁₂	3,00	2,72	2,22	2,57	2,29	2,56	1,83	3,63	3,75	3,39	3,38
C ₆₊	88,31	88,18	87,7	88,73	90,49	90,09	87,61	86,38	86,48	87,07	97,34
H ₂ O	0,92	1,75	4,18	0,81	2,23	0,99	2,48	0,01	0,01	0,01	0,40
Содержание воды % масс.	0,1035	0,1906	0,4332	0,0951	0,2337	0,1094	0,2824	0,0100	0,0100	0,0100	0,0039
Содержание солей, мг/л	43,22	80,17	184,48	39,70	98,53	45,63	119,55	0,4	0,4	0,39	1,56
ДНП, кПа	53,19	50,90	50,29	51,48	51,90	51,85	66,19	50,24	50,98	50,98	210,84
Расход подготовленной нефти, кг/час	952578	97669	92258	93359	98849	96472	97777	85012	87107	87885	94524

Из результатов исследования видно, что составы подготовленной из различных пластов нефти отличаются существенно по содержанию компонентов С₆₊: от 86,38 (ЮС₁) до 97,34 (ЮС₁₋₃). По этому показателю нефти можно объединить в группы: 1) нефти пластов ЮС (ЮС₁, ЮС₁₋₁, ЮС₁₋₂), кроме ЮС₁₋₃ и нефти пластов БС₁, БС₄, БС₁₀ (содержание компонентов С₆₊ 86,38 – 88,73 % мол.); 2) нефти пластов АС₈, БС₁₋₁ (содержание компонентов С₆₊ 90,09 – 90,49 % мол.); 3) нефть пласта ЮС₁₋₃ (содержание компонентов С₆₊ 97,34 % мол.).

Содержание воды в нефти, подготавливаемой из всех пластов соответствуют требованиям ГОСТ Р 51858-2002 по 1 группе качества. Нефть, подготовленная из пластов группы ЮС, имеет наименьшее содержание воды и, соответственно, солей. Можно выделить группу пластов: БС₁₀₋₁, БС₄, нефть из которых, при рассматриваемых условиях подготовки, не будет соответствовать качеству 1 группы по содержанию солей (> 100

мг/л). Нефть, подготовленная из пластов AC_8 , BC_{2-3} соответствует 1 группе качества, но содержание солей в ней приближается к предельному значению. Нефти со средним содержанием солей (39,7 – 45,63 мг/л) получают из пластов BC_{1-1} , BC_{10} , BC_1 .

Повышенное содержание солей в нефти, полученной из пластов BC_{10-1} и BC_4 , связано с повышенным содержанием в ней воды и влиянием плотности и молекулярной массы нефти на качество ее подготовки. В связи с этим было предложено два варианта решения этой проблемы: увеличение температуры на выходе из печи и добавление промывной воды перед второй ступенью отстаивания, таким образом будет вымываться больше соли.

По давлению насыщенных паров нефть соответствует ГОСТ Р 51858-2002.

Расход нефти, полученной из разных пластов, колеблется в интервалах от 85011 кг/час до 98849 кг/час (табл.2). Наибольший выход продукта получается из нефти пласта AC_8 а наименьший – из нефти пласта $ЮС_1$. Объяснить этот факт можно сравнив составы и свойства пластовой нефти: в пласте $ЮС_1$ содержится больше газовых компонентов чем в пласте AC_8 , а содержание C_{6+} намного меньше. Так же отметим, что нефть пласта $ЮС_1$ относится к легким, а нефть пласта AC_8 - к средним по плотности и молекулярной массе.

По прогнозу показателей качества подготовленной нефти можно сделать заключение, что нефть, подготовленная из различных пластов при рассматриваемых условиях, будет соответствовать требованиям ГОСТ по ДНП, остаточному содержанию воды и практически все варианты будут удовлетворять требованию по содержанию солей. Для достижения показателя 1 группы качества по содержанию солей для подготовки нефти из пластов BC_4 , BC_{10-1} , получены варианты приемлемой технологии.

Отметим также, что моделирующая система чувствительна к составам и свойствам пластовой нефти, поэтому ее можно использовать для прогнозирования оптимальной технологии подготовки нефти в широком диапазоне изменения состава и свойств пластовых флюидов.

Литература

1. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2005. – Т.308 - №4. – С. 127-130.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ИЗОМЕРИЗАЦИИ ПЕНТАН-ГЕКСАНОВОЙ ФРАКЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЛЕКСНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ «HYSYS-IZOMER»

В.А. Чузлов

Научный руководитель доцент Н.В. Чеканцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение спроса на высококачественные моторные топлива с низким содержанием ароматических углеводородов повысило спрос на изомеризаты, что в свою очередь привело к необходимости совершенствования действующих установок изомеризации. Важнейшими задачами, возникающими при этом является обеспечение длительного срока службы платиносодержащего катализатора, а также обеспечение энерго- и ресурсоэффективности процесса изомеризации пентан-гексановой фракции за счёт оптимального распределения сырьевых потоков [1]. В ходе данной работы была произведена оптимизация состава сырья промышленной установки изомеризации Л-35-11/300 (ООО "ПО Киришинефтеоргсинтез"), поступающего с установок по первичной переработке нефти цеха №1 путём подбора оптимальных режимов работы колонн блока вторичной ректификации бензина установок АТ-6 и АВТ-2.

Моделирование процесса ректификации проводится в программном пакете HYSYS. Связь между двумя системами осуществляется при помощи текстового файла, содержащего данные о составе и свойствах сырья изомеризации (фр. н. к. 62 °С). Файл данных формируется автоматически средствами HYSYS. Затем этот файл считывается компьютерной системой IZOMER, которая производит расчет реакторного блока изомеризации. В выходном файле IZOMER содержится состав и октановое число продукта [2]. Блок-схема комплексной модели представлена на рис. 1.



Рис. 1. Блок-схема комплексной модели изомеризации

В ходе данных исследований была произведена оценка влияния содержания метилциклопентана и циклогексана на процесс изомеризации пентан-гексановой фракции. В качестве критерия оценки было выбрано суммарное содержание 2,2-диметилбутана и 2,3-диметилбутана, так как данные углеводороды обладают

наибольшим октановым числом и являются целевыми продуктами. Результаты исследований представлены на рис.2.

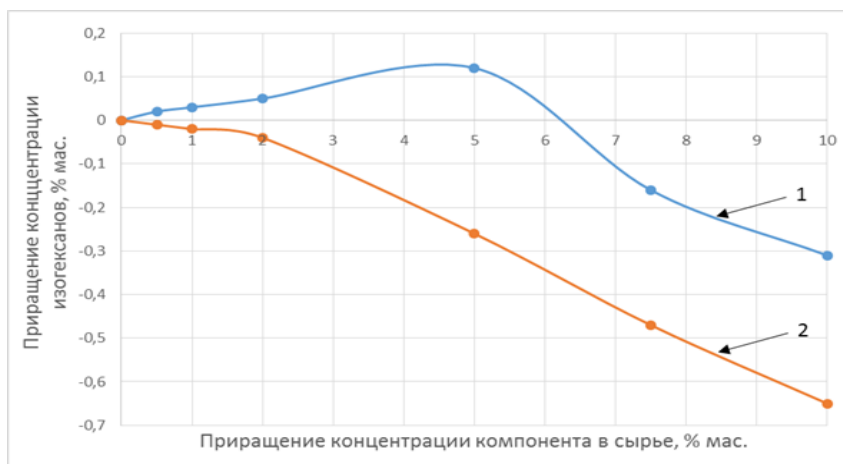


Рис. 2. Приращение концентрации изогексанов при увеличении содержания в сырье: 1-метилциклопентана, 2-циклогексана

Из результатов расчетов, представленных на рис.2, следует, что циклогексан оказывает негативное влияние на процесс изомеризации, в то время как влияние метилциклопентана носит экстремальный характер вследствие обратимости реакции изомеризации метилциклопентана в циклогексан. Положение экстремума определяется содержанием циклогексана в сырье. Полученные результаты говорят о том, что для достижения максимальной эффективности процесса изомеризации необходимо проводить оптимизацию сырья с целью повышения содержания целевых компонентов, а также обеспечения необходимой степени разделения углеводородов, позволяющей достичь максимального положительного эффекта.

При оптимизации состава фракции НК-62°C, поступающей с установок АТ-6 и АВТ-2 удалось повысить концентрацию целевых компонентов процесса изомеризации, что положительно сказывается на октановом числе изомеризата. Прирост октанового числа был рассчитан с использованием компьютерной моделирующей системы IZOMER, представляющей собой программно реализованную математическую модель реакторного блока процесса изомеризации на катализаторе СИ-2. Результаты расчётов представлены на рис.3.

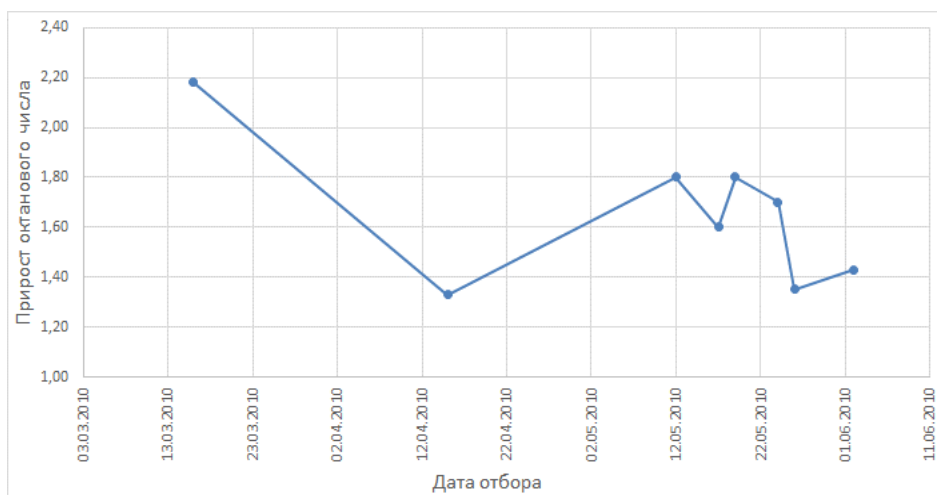


Рис. 3. Прирост октанового числа изомеризата за счёт оптимизации работы колонны К-3

Расчёт октановых чисел изомеризата проводился при постоянных технологических условиях процесса: расход сырья на установку 85 м³/ч, температура входа в первый реактор 134 °С, давление 27 атм. Таким образом, оптимизация работы колонны К-3 (АТ-6) позволит повысить октановое число изомеризата в среднем на 1,6 пункта.

Для оптимизации состава сырья установки изомеризации пентан – гексановой фракции необходимо реагировать на изменения в составе сырья блока вторичной перегонки бензинов. Однако, в условиях промышленного производства отсутствует возможность проведения хроматографических анализов с достаточной периодичностью. Для решения данной проблемы был проведён расчёт изменения содержания ключевых компонентов (н-пентана и н-гексана) в сырье процесса изомеризации по изменению фракционного состава. Результаты исследований представлены в таблице.

Полученная функциональная зависимость имеет следующий вид:

$$Y = b_1 * X_1 + b_2 * X_2 + \dots + b_{15} * X_{15}$$

где Y – содержание компонента, b_1, b_2, \dots, b_{15} – коэффициенты при независимых переменных, X_1, X_2, \dots, X_{15} – температура начала кипения, выкипания 10%, 15%,... температура конца кипения.

Таблица

Оценка точности определения содержания н-пентана и н-гексана в сырье изомеризации с использованием построенной функциональной зависимости

№ Опыта	Содержание н-пентана		Δ, %	Содержание н-гексана		Δ, %
	Действит. знач.	Расчётн. знач.		Действит.знач.	Расчётн. знач.	
1	29,32	29,05	-0,92	17,93	17,95	0,11
2	30,46	30,1	-1,18	18,47	18,45	-0,08
3	30,92	30,95	0,09	18,69	18,54	-0,80
4	32,67	32,27	-1,23	17,71	17,64	-0,42
5	29,13	29,46	1,13	15,78	15,75	-0,15

По результатам, представленным в таблице 1, построенная функциональная зависимость с достаточной точностью позволяет рассчитать содержание н-пентана и н-гексана в сырье изомеризации.

Литература

1. Ахметов С.А., Ишмияров М.Х., Кауфман А.А. Технология переработки нефти, газа и твёрдых горючих ископаемых. – Санкт-Петербург: Недра, 2009. – 827 с.
2. Иванчина Э. Д., Чеканцев Н. В., Чузлов В. А., Смольянова Ю. А., Тураносов А. В. Оптимизация процесса изомеризации пентан-гексановой фракции с использованием комплексной математической модели HYSYS-IZOMER // Нефтепереработка и нефтехимия. — М., 2012. - Вып. 12. - С. 9-13

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАМЕНЫ КАТАЛИЗАТОРА РИФОРМИНГА НА УСТАНОВКЕ Л-35/11-1000 ОНПЗ МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

М. С. Широкова

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Одним из наиболее важных базовых промышленных процессов современной переработки нефтяных фракций является риформинг, позволяющий получать компоненты высокооктановых бензинов, ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилол) и водородсодержащий газ.

В настоящее время при планировании производства бензинов на установке каталитического риформинга остро встает вопрос выбора катализатора. Применение математической модели, учитывающей физико-химическую сущность процесса каталитического риформинга, позволяет без значительных материальных и временных затрат оценить эффективность замены катализатора [1].

Цель данной работы - исследование эффективности замены катализатора риформинга на промышленной установке Л-35-11/1000 Омского НПЗ с помощью метода матмоделирования на качество (в частности, на содержание ароматических углеводородов и изоалканов в риформате), октановое число и выход катализата.

В ходе работы был проведен сравнительный анализ эффективности двух промышленных катализаторов, текущего и нового: 1 и 2 (таблица 1).

Для расчетов использовалась компьютерная моделирующая система «ACTIV+C», разработанная на кафедре Химической технологии топлива Томского Политехнического Университета, которая позволяет проанализировать изменения получаемого риформата при замене катализатора и предложить наиболее оптимальные технологические условия проведения процесса.

В качестве данных для исследования использовались данные по составу сырья и режимы эксплуатации установки ОНПЗ (таблица 2).

Таблица 1

Сравнительная характеристика промышленных катализаторов риформинга

Катализатор	Состав катализатора	Содержание % мас.		Примечание
		Pt	Sn	
1	Pt-Sn/ γ -Al ₂ O ₃	0,25	нет данных	Несбалансированный по Pt и Sn. Катализатор обладает более плотной структурой Al ₂ O ₃ с маленькими порами
2	Pt-Sn/ γ -Al ₂ O ₃	0,25	0,17	Для катализатора характерна гораздо меньшая интенсивность газообразования

Таблица 2

Технологические параметры процесса каталитического риформинга

Параметр	Реактор			
	P-2	P-3	P-4	P-5
Давление по реакторам, атм.	8,0	7,5	7,0	6,5
Влажность ВСГ, ppm	5			
Температура входная по реакторам, °C	501,1	502,3	501,5	502,1
Перепады температур по реакторам, °C	120,5	71,2	45,7	30,1
Кратность циркуляции, м ³ /м ³	9,6*10 ⁻³			
Сера в гидрогенизате, ppm	0,1			
Расход сырья, м ³ /час	160			
Расход ВСГ, м ³ /час	76685,00			
Концентрация водорода в ВСГ, % об.	88,75			

В таблице 3 и на рисунках 1-2 представлены результаты модельных расчетов для рассматриваемых образцов промышленного катализатора.

Таблица 3

Результаты расчетов, полученные с помощью мат. модели

Температура, °C	Содержание ароматических углеводородов, % мас.		Содержание изо – парафинов, % мас.		Содержание парафинов, % мас.	
	Катализатор 1	Катализатор 2	Катализатор 1	Катализатор 2	Катализатор 1	Катализатор 2
495	70,96	71,39	18,57	19,39	8,24	7,38
500	72,6	73,57	17,67	18,08	7,68	6,74
505	74,37	75,54	16,68	17,14	7,16	6,19
510	76,17	77,51	15,43	15,92	6,58	5,68
515	77,9	79,21	14,28	14,74	6,1	5,26
520	79,4	80,12	13,6	14,14	5,7	5,02

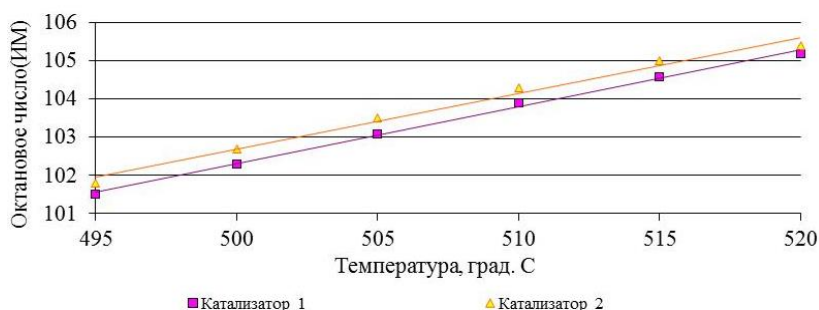


Рис. 1. Зависимость октанового числа (исследовательский метод) от температуры протекания процесса

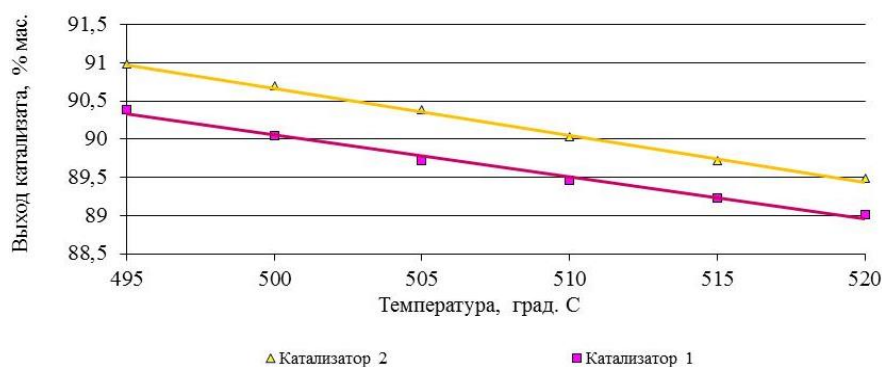


Рис. 2. Зависимость выхода продукта от температуры протекания процесса

В результате проведенного анализа основных показателей эффективности катализаторов, было установлено, что катализатор второго образца является наиболее эффективным при проведении процесса, так как риформат получается с более высоким октановым числом (ОЧИ – 102 пункта и выше), что является хорошим

преимуществом данного типа катализатора. Также замена катализатора на установке каталитического риформинга позволит снизить температуру в реакторах, и тем самым, уменьшить степень коксообразования.

Литература

1. Гынгазова М.С., Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Короленко М.В., Уваркина Д.Д. Кинетическая модель процесса каталитического риформинга бензинов в реакторах с движущимся слоем катализатора // Катализ в промышленности, 2010. — № 6. — С. 41-48.

ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ

Н.Н. Ядревская¹, Ю.В. Лоскутова²

Научные руководители доцент Н.В. Ушева¹, старший научный сотрудник Ю.В. Лоскутова²
¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Вопросы транспортировки нефтегазоконденсатных смесей (НГКС) стали особенно актуальны в связи со значительным увеличением в них доли высоковязких и высокозастывающих газоконденсатов (ГК) и нефтей. Основные проблемы, возникающие при перекачке такого сырья, связаны с их малой подвижностью, высокой температурой застывания, с отложениями парафина на стенках трубопровода [2].

Целью работы было изучение влияния температуры на структурно-реологические свойства модельных смесей ГК с добавкой нефти.

Модельные НГКС были получены из образцов парафинистых газоконденсатов ГК1 и ГК2 и парафинистой нефти месторождений Томской области. Физико-химические характеристики исходных образцов представлены в таблице. ГК близки по составу, но отличаются по температурам помутнения, застывания и плавления парафинов. Нефть является типичной высокопарафинистой малосмолистой нефтью.

Ввод 0,2 %мас. нефти в НГКС приводит к снижению вязкости ГК1 и ГК2 на 15-20 % в интервале температур минус 10 – минус 30 °С (рис. 1). При увеличении концентрации нефти до 1 %мас. вязкость ГК во всем исследуемом интервале возрастает на 10-20 %. При дальнейшем возрастании доли нефти в смеси вязкость ГК1 продолжает увеличиваться, а для ГК2, напротив, с понижением температуры наблюдается снижение вязкости на 17-25 %. Изменению вязкости соответствует депрессия температуры застывания и температуры помутнения НГКС.

По вязкостно-температурным зависимостям для ГК с добавками нефти были рассчитаны величины энергий активации вязкого течения $E_{вт}^a$ (рис. 2). Максимум $E_{вт}^a$ наблюдается для НГКС с добавкой 1 % мас. нефти (25 и 18,4 кДж/моль), что свидетельствует о формировании в смеси данного состава жесткой и устойчивой кристаллической структуры.

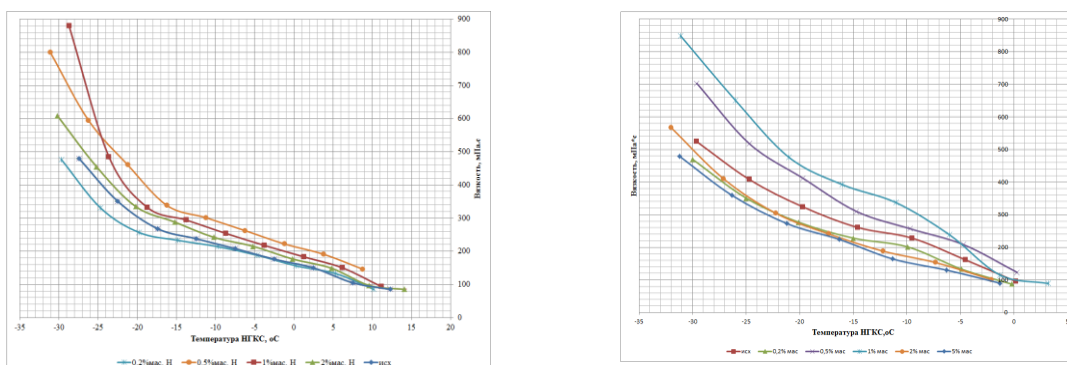
Оценка динамики изменения температурного градиента между температурами помутнения (T_p), кристаллизации (T_k) и застывания (T_z) в зависимости от содержания ГК2 в газоконденсатной смеси (ГКС) показывает, что при 10 % мас. ГК2 в ГКС существенно снижает величину температурного градиента, характеризующего скорость фазовых переходов от монокристаллической структуры (T_p) до поликристаллической агрегативной (T_k) и способствует увеличению температурного градиента, характеризующего скорость фазовых переходов от поликристаллической до гелеобразной (T_z) (рис. 3).

С помощью микроскопического метода была изучена кристаллическая структура осадков, выделенных из газоконденсатов и их смесей методом «холодного» стержня». В структуре осадков исходных ГК присутствуют мелкие пластинчатые кристаллиты дендритной формы (порядка 50-100 мкм). В структуре осадка ГКС наблюдается формирование более крупных сферических агрегатов, трехмерных сферолитов, представленных линейными кристаллическими образованиями. Осадок ГКС (1 : 1) имеет наиболее сложную смешанную структуру, представленную множеством мелких пластинчатых кристаллитов, внешне напоминающих коралловую колонию [1].

Таблица

Физико-химические свойства газоконденсатов и нефти

Характеристики	ГК1	ГК2	Н (М573)
Стандартная плотность, кг/м ³	728,0	711,0	871,0
Вязкость при 20 °С, мПа·с	3,3	1,8	21,3
Темп. застывания, °С	3,0	-9,8	7,8
Темп. помутнения, °С	18,5	20,9	11,0
Содержание парафинов, %мас.	3,2	2,8	9,4
Содержание смол, %мас.	–	–	2,5
Содержание асфальтенов, %мас.	–	–	1,3



А) Б)
 Рис. 1. Влияние температуры на вязкость ГК1 (А) и ГК2 (Б) с добавками нефти

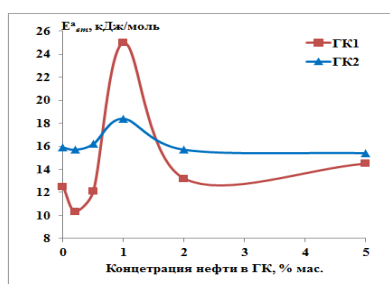


Рис. 2. Влияние содержания нефти в газоконденсатах на величину энергии активации вязкого течения

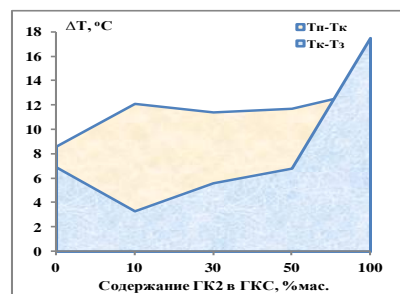


Рис. 3. Изменения температурного градиента между T_n , T_k и T_z в зависимости от содержания ГК2 в ГКС

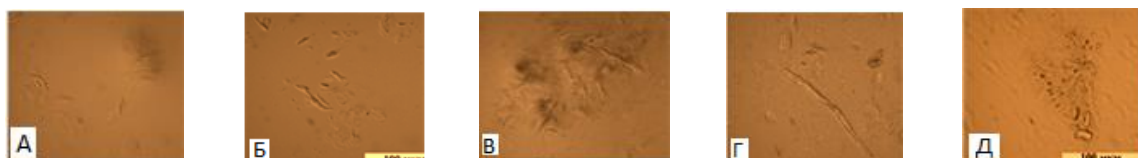


Рис. 4. Микроструктурная структура (А) ГК1, (Б) ГК2, смеси ГК:ГК2 в соотношении (В)9:1, (Г)7:3, (Д)1:1

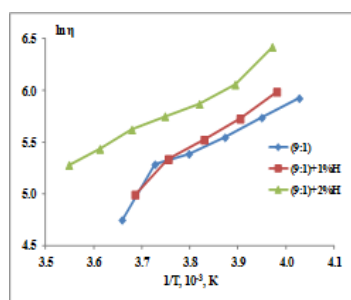


Рис. 5. Полулогарифмическая зависимость вязкости от обратной температуры смеси ГК состава (9:1) с добавками 1 и 2 %мас. нефти

Были рассчитаны $E_{вт}^a$ в диапазоне от 0 до минус 25 °С. Для ГКС различного состава график, как правило, представляет собой два участка, отвечающие определенным типам структурообразования и разделенные точкой перегиба, соответствующей температуре фазового перехода ($T_{фп}$) (рис. 5). Для ГКС состава (9 : 1) $T_{фп}$ составляет минус 4,7 °С, для (7 : 3) – 1,5 °С, а для состава (1 : 1) – 4,6 °С, что значительно превышает значение $T_{фп}$ для ГК1 и ГК2.

Резкое снижение в 2,3 – 3,5 раза энергии активации вязкого течения для составов, содержащих 10 и 50 % мас. нефти, связано со скачкообразным изменением степени ассоциации молекул в нефтяной системе и также свидетельствует о произошедших изменениях фазовых состояний. Процессы ассоциирования с понижением температуры в области отрицательных температур в НГКС различного состава протекают без изменения фазового состояния [3].

Литература

1. Сюняев С.Р., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. Нефтяные дисперсные системы. – М.: Химия, 1990. – 224 с.
2. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
3. Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Бешагина Е.В. Состав и реологические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2012. – № 2. – С. 69-71.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ МОНИТОРИНГЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ АЧИНСКОГО НПЗ

И.В. Якупова

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический риформинг бензинов является в настоящее время одним из важнейших процессов нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Катализатор – наиболее важная составляющая риформинга. Практика показывает, что оптимальная эксплуатация катализатора позволяет использовать его с более высокой эффективностью, удлинняя межрегенерационный пробег, увеличивая «жесткость» ведения процесса и т. п. Так как используемые в риформинге платиновые катализаторы довольно дорогие и, чтобы продлить срок их службы, необходимо исследовать и рассчитать, насколько эффективно они используются на том или ином нефтеперерабатывающем заводе. Решение этой многофакторной научно-прикладной задачи может быть выполнено только с применением метода математического моделирования.

Цель работы заключается в определении эффективности эксплуатации катализатора на Ачинском НПЗ с помощью метода математического моделирования.

Для реализации поставленной цели была использована компьютерная моделирующая система «Контроль работы катализатора», разработанная на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ТПУ. В основу компьютерной моделирующей системы положена математическая модель процесса каталитического риформинга бензинов, которая учитывает физико-химические закономерности превращения углеводородов реакционной смеси и дезактивацию катализатора.

При оценке эффективности катализатора были рассчитаны текущая и оптимальная активности катализатора в течение пятого межрегенерационного цикла его эксплуатации (с 20.06.2012 по 01.05.2013 гг.) с использованием программы «Контроль работы катализатора». Результаты мониторинга приведены на рисунке 1, где показано, что значение текущей активности в течение сырьевого цикла составляет 0,8-0,85 отн. ед. Однако явно наблюдается ее отклонение от оптимальной, которое в сумме составляет 2,5 отн. ед. Отклонение от оптимального режима сказывается на таких показателях работы катализатора, как скорость коксонакопления и выход целевого продукта (Рис.2,3). Например, суммарное количество кокса на катализаторе на 34,92 % вес. выше суммарного количества, которое наблюдалось бы при работе на оптимальной активности (Рис.2). Этот вывод также подтверждается результатами расчета выхода катализата. Анализируя выход (Рис. 3), при работе на текущей активности в конце цикла наблюдаются скачкообразные изменения, и выход находится в пределах от 81 до 84,5 % масс.

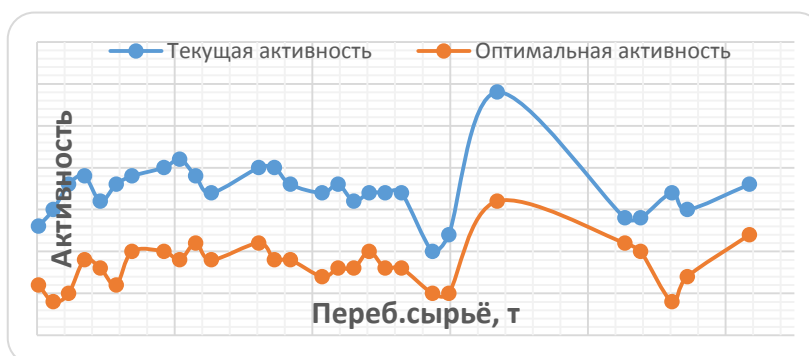


Рис.1. Сравнение текущей и оптимальной активности катализатора

Кроме этого компьютерная моделирующая система «Контроль работы катализатора» также позволяет учитывать реакционную способность индивидуальных компонентов. Это дает возможность адекватно оценивать работу промышленной установки риформинга. Скачкообразные изменения активности (Рис. 1) подтверждают изменение состава перерабатываемого сырья в рабочем сырьевом цикле, а именно уменьшение содержания ароматических углеводородов за 19.12.12 и 09.01.13 (с 60,96 до 68,88).

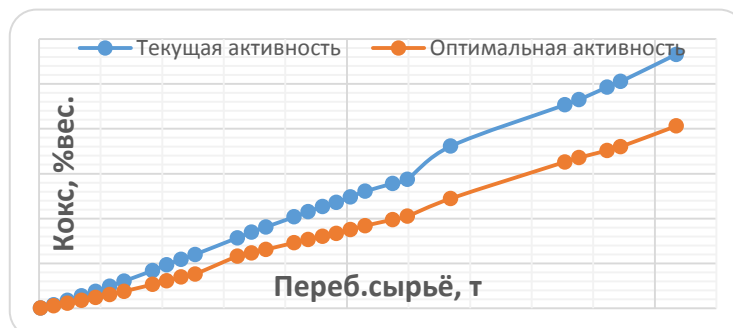


Рис.2. Динамика коксонакопления

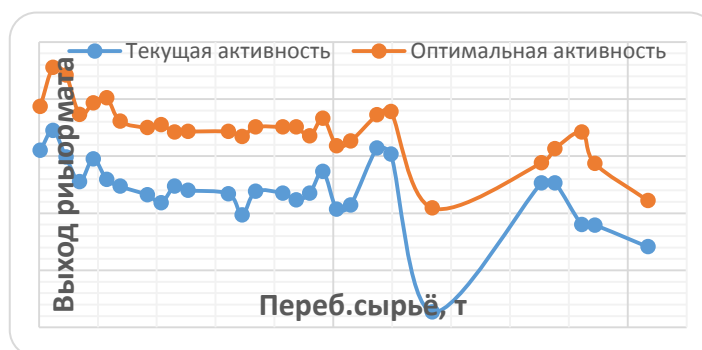


Рис.3. Выход продукта

Таким образом, выполнены расчеты текущей и оптимальной работы катализатора, оценена степень влияния состава сырья, исследовано влияние технологических режимов, что позволяет сделать следующие выводы:

1. Установка работает в режиме относительно близком к оптимальному, заметное отклонение текущей активности от оптимальной наблюдается в конце цикла (0,4 пункта), что может быть связано с изменением состава сырья.
2. Количество кокса на катализаторе при текущей активности на 34,92 %вес. выше оптимального значения.
3. Выход продукта находится в пределах от 81 до 84,5 % масс.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 3.

ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

ВЛИЯНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА НА СКОРОСТЬ РАЗРУШЕНИЯ ТИТАНА ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА В РАСТВОРАХ ХЛОРИДА НАТРИЯ

И. А. Алексенко

Научные руководители доцент Д. А. Горлушко, ассистент Н. В. Усольцева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большое значение в современной науке и технике уделяется высокодисперсным порошкам на основе оксидов металлов. Применение их настолько широко, что охватывает практически все отрасли производства, в том числе производство катализаторов, носителей катализаторов, сорбентов, изготовление стекла и керамики, лаков и красок, огнеупоров, наполнителей полимеров и т.д. [2].

Одним из таких материалов является оксид титана. Данный оксид получают из титана – одного из наиболее распространенных в природе элементов. Несмотря на то, что этот металл открыли еще в 1791 г., его использование как самостоятельного конструкционного материала и основы сплавов начались лишь во второй половине XX века после успехов, достигнутых в области металлургии химически активных металлов и сплавов [9].

Существует огромное количество методов получения порошков оксидов металлов, базирующихся на газофазном, плазмохимическом, термическом и других процессах. Развиваются детонационный синтез и электровзрыв. Наиболее хорошо изученными являются методы, основанные на осаждении из растворов солей и последующего гидролиза, позволяющие получать гидратированные оксиды металлов в виде гелей, обладающих высокой дисперсностью и развитой пористой структурой [2].

Оксид титана можно получать различными методами. Между собой они отличаются различными значениями чистоты полученного вещества, производительности, энергозатратности и т.п. Существует два метода применяемых в промышленности: серноокислый и хлорный. Подавляющее большинство методов получения оксида титана (плазмохимический [7], золь-гель метод [6], электровзрыв [1]) на данном этапе разработки являются лабораторными и требуют некоторой адаптации для применения в крупномасштабном производстве.

В последнее время получили развитие новые перспективные направления синтеза нанопорошков оксидов металлов, одним из которых является электрохимический синтез на переменном токе. Основное преимущество данного способа – возможность получения очень чистых гидроксидов и оксидов, а регулирование электрических параметров процесса электролиза позволяет формировать порошки с заданной дисперсностью, что еще более повышает его практическую ценность [2].

Основными параметрами, влияющими на электрохимическое окисление металлов с использованием тока промышленной частоты, являются плотность тока, концентрация и природа электролита, температура [2]. В представленной работе рассмотрено влияние плотности тока и концентрации электролита на скорость электрохимического разрушения титана под действием тока промышленной частоты.

Проводилась серия экспериментов, в ходе которых были определены зависимости скорости электрохимического разрушения от концентрации электролита и плотности тока. Эксперименты проводились при постоянной температуре (95 °С). В качестве электролита выступал хлорид натрия (NaCl). Концентрация электролита варьировалась от 3 до 25 % мас., плотность тока – от 0,5 до 2,5 А/см². Скорость разрушения титана определялась по убыли массы электродов весовым методом, описанном в [8]. Исследования кинетики электрохимического синтеза оксидов олова с использованием переменного тока промышленной частоты проводились согласно методике, изложенной в [5].

Исследования кинетики разрушения титана проводились в интервале плотностей тока от 0,5 до 2,5 А/см². Это обусловлено тем, что при плотности тока 0,5 А/см² электрохимическое окисление многих металлов под действием переменного тока, как показали предыдущие исследования [2], протекает с низкой скоростью, вследствие чего проведение процесса при плотности тока менее 0,5 А/см² является нецелесообразным. При плотности тока равной 2,5 А/см² наблюдается быстрый разогрев электролита, это требует в ряде случаев интенсивного охлаждения системы во избежание повышения ее температуры до температуры кипения раствора.

С целью определения зависимости скорости разрушения титана под действием переменного тока от концентрации раствора электролита проводились эксперименты, в которых использовались растворы, содержащие от 3 до 25 % мас. хлорида натрия.

По результатам исследования был построен график зависимости скорости разрушения титана от плотности тока при различных концентрациях электролита (рис. 1).

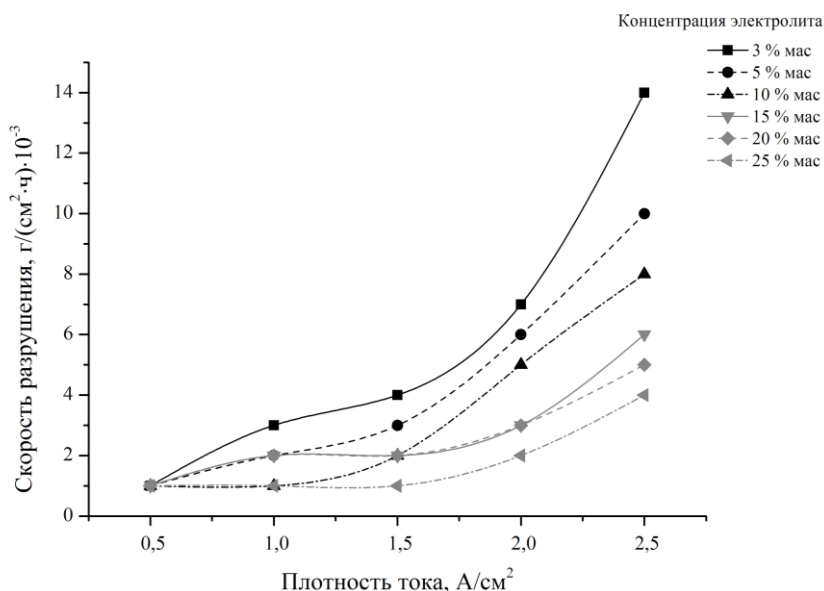


Рис. 1 Зависимость скорости разрушения титана от плотности тока

Установлено, что при прочих равных условиях увеличение плотности тока приводит к увеличению скорости разрушения титана. Полученные однозначные зависимости скорости от плотности тока были ожидаемы, причем не только по тому, что аналогичные зависимости были получены при электрохимическом окислении других металлов под действием переменного тока [2-4]. Как известно, плотность тока представляет собой количество электричества, проходящего через единицу поверхности электрода, прямо пропорциональное в соответствии с первым законом Фарадея массе прореагировавшего вещества, в данном случае – массе окисленного титана. Таким образом, увеличение плотности тока приводит к увеличению количества электричества, проходящего через рабочую поверхность электродов, что в свою очередь должно сопровождаться увеличением потери массы.

Также стоит отметить, что при увеличении концентрации раствора электролита от 3 до 25 % мас. скорость разрушения титана уменьшается. Увеличение концентрации сопровождается снижением скорости, которая достигает минимального значения при концентрации раствора электролита равной 25 % мас.

Выводы

1. Показан метод электрохимического окисления на переменном токе для получения оксида титана.
2. Исследована зависимость скорости разрушения титана от плотности тока при различных концентрациях хлорида натрия.
3. Установлено, что с ростом плотности тока наблюдается увеличение скорости разрушения титановых электродов.

Литература

1. Доровский В.М., Елесин Л.А. и др. Исследование продуктов взрыва титановых фольг с помощью электронного микроскопа // Прикладная физика. – Москва, 2006. – № 4. – С. 28 – 34.
2. Коробочкин В.В. Процессы получения нанодispersных оксидов с использованием электрохимического окисления металлов при действии переменного тока: Дис. ... докт. техн. наук. – Томск, 2004. – 273 с.
3. Коробочкин В.В., Балмашнов М.А., Горлушко Д.А., Усольцева Н.В., Бочкарёва В.В. Кинетика процесса электрохимического синтеза нанодispersных оксидов олова на переменном токе // Фундаментальные исследования. – Москва, 2011. – № 4. – С. 89 – 93.
4. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Горлушко Д.А., Балмашнов М.А. Закономерности синтеза нанодispersных оксидов меди электролизом на переменном токе в растворе щелочи // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2010. – Т. 317. – № 3. – С. 13 – 16.

5. Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Определение количества окисленных титана, кадмия и меди при электролизе на переменном токе // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – Москва, 2005. – Т. 71. – № 6. – С. 20 – 23.
6. Матюшов В.Ф., Толстов А.Л., Лебедев Е.В., Головань С.В. Нанокompозиты на основе диоксида титана и полиакрилатов // Полимерный журнал. – Киев, 2012. – Т. 34. – № 1. – С. 7–15.
7. Пономарев Д.В., Пушкарев А.И., Ремнев Г.Е. Исследование морфологии и фазового состава нанодисперсных оксидов TiO_2 и $xTiO_2 + ySiO_3$, полученных методом неравновесного плазмохимического синтеза // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2005. – Т. 308. – № 1. – С. 103–106.
8. Розенфельд И.Л., Жиганова К.А. Ускоренные методы коррозионных испытаний. – М.: Металлургия, 1966. – 347 с.
9. Рябцев А. Д. и др. Получение титана повышенной прочности путем легирования кислородом в процессе камерного электрошлакового переплава // Современная электрометаллургия. – Киев, 2007. – № 3. – С. 3 – 6.

ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ПРОЦЕССА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ КАДМИЯ НА ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ В РАСТВОРЕ ХЛОРИДА АММОНИЯ

И.В. Ботянова, А.С. Долинина

Научный руководитель доцент Д.А. Горлушко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время широкое применение находят нанопорошки оксидов металлов, в том числе и оксиды кадмия.

Оксид кадмия используют в качестве материала электродов. Он входит в состав смазочных масел и шихты для получения специальных стекол. Оксид кадмия катализирует ряд реакций гидрогенизации и дегидрогенизации, так же он применяется в гальваностегии, является одним из исходных компонентов для синтеза термостабилизаторов ПВХ, входит в состав серебряных сплавов, люминесцентных покрытий, полупроводников и глазурей для стекла и керамики [7].

Основная часть промышленного потребления кадмия приходится на кадмиевые защитные покрытия, предохраняющие металлы от коррозии. Эти покрытия имеют значительное преимущество перед никелевыми, цинковыми или оловянными, т.к. не отслаиваются от деталей при деформации [9]. Кадмиевые покрытия в некоторых случаях превосходят все остальные: при защите от морской воды, для деталей, работающих в закрытых помещениях с высокой влажностью, для защиты электродов [6].

Известно несколько способов получения высокодисперсных порошков оксидов металлов, такие как плазмохимический синтез, метод осаждения, золь-гель метод, метод восстановления и термического разложения, электрохимический метод.

В последнее время получило развитие новое перспективное направление синтеза нанодисперсных порошков оксидов металлов – электролиз с использованием переменного тока. Направленный электрохимический синтез является одним из удобных и доступных путей формирования нанодисперсных порошков. Использование электролиза – экологически чистого и дешевого процесса – позволяет создать новые материалы с заданными физико-химическими характеристиками [3, 8].

Данная работа посвящена исследованию скорости окисления кадмия при электролизе переменным током в растворе NH_4Cl .

Исследование кинетики электрохимического окисления кадмия с использованием переменного тока промышленной частоты проводилось согласно методике, изложенной в [5]. Установлено, что наибольшее влияние на скорость процесса образования оксидов металлов оказывают следующие факторы: состав и концентрация электролита, температура электролиза и плотность переменного тока. Одним из основных факторов, влияющих на процесс электрохимического окисления металла на переменном токе, является концентрация электролита. Вместе с тем наибольшее влияние на скорость процесса оказывает плотность переменного тока [4]. Были проведены опыты электрохимического окисления кадмия в растворе хлорида аммония при различных концентрациях (3, 5, 10, 15, 20 и 25% мас.) и плотности тока 2 A/cm^2 . Температура проведения процесса поддерживалась постоянной и равна 100°C . При проведении исследований в качестве объектов были использованы кадмий марки Кд0 ГОСТ 1467-93 [2] (материал электродов) и хлорид аммония ГОСТ 4233-77 [1] (растворы электролита). Полученные данные сравнили с данными электрохимического окисления кадмия совместно с медными электродами при аналогичных условиях, результаты представлены в таблице 1.

Исследования показали, что скорость окисления кадмия в растворах хлоридов аммония возрастает с уменьшением концентрации электролита до 3 % мас. включительно и уменьшается с увеличением концентрации до 25 % мас. Такая же зависимость наблюдается и у кадмия совместно с медными электродами при аналогичных условиях электрохимического синтеза. Наибольшая интенсификация процесса достигается при концентрации 3 % мас. (рис. 1).

Скорость окисления кадмия при электрохимическом окислении совместно с медными электродами в растворах хлоридов аммония, при плотности тока 2 A/cm^2 и температуре 100°C , в два раза выше, чем при электрохимическом окислении кадмиевых электродов при аналогичных условиях. Максимальная скорость окисления кадмия при электрохимическом окислении совместно с медными электродами достигается в растворах хлоридов аммония при концентрации 3 % мас. и равна $0,1301 \text{ г/см}^2 \cdot \text{ч}$.

Таблица 1

Зависимости скорости окисления кадмия от концентрации хлорида аммония при плотности тока 2 A/cm^2 и температуре $100 \text{ }^\circ\text{C}$

Условия окисления	Концентрация электролита, % мас.					
	3	5	10	15	20	25
	Скорость окисления кадмия в NH_4Cl , $\text{г/см}^2 \cdot \text{ч}$					
Окисление кадмия	0,077	0,064	0,051	0,052	0,048	0,047
Окисления кадмия совместно с медью	0,130	0,095	0,077	0,091	0,068	0,067

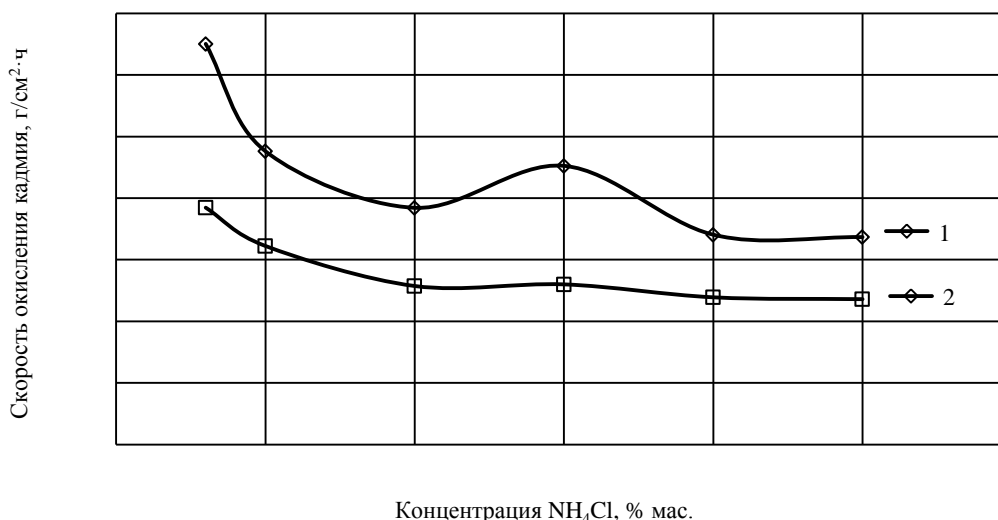


Рис.1 Зависимости скорости разрушения кадмия от концентрации электролита: 1 – медь-кадмиевые электроды; 2 – кадмиевые электроды

Изложенное выше позволяет констатировать, что кадмий окисляется под действием переменного тока промышленной частоты в растворе хлорида аммония. Наибольшая интенсификация процессов достигается при уменьшении концентрации NH_4Cl . Скорость окисления кадмия выше в два раза при электрохимическом окислении на переменном токе совместно с медными электродами.

Литература

- ГОСТ 4233-77. Реактивы. Хлорид аммония. Технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002.
- ГОСТ 1467-93. Кадмий. Технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов. – 2002.
- Килимник А.Б. Электрохимический синтез нанодисперсных порошков оксидов металлов. – Тамбов: Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2012. – 144 с.
- Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Определение количества окисленных титана, кадмия и меди при электролизе на переменном токе // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – Москва, 2005. – Т. 71. – № 6. – С. 20 – 23.
- Косинцев В.И., Пьянков А.Г., Коробочкин В.В., Серебрянская И.В. Исследование кинетики процесса окисления металлов электролизом на переменном токе. Выбор методики. – Деп. в ОНИИТЭХИМ, 18.07.86. № 897 ХП-86. С. 125 – 130.
- Кубасов В. Л. Электрохимическая технология неорганических веществ. – Москва: Химия, 2009. – 288 с.
- Лакерник М.М. Металлургия цинка и кадмия: учебное пособие. – М.: Металлургия, 1969. – 486 с.
- Озеров А.М. Нестационарный электролиз. – Волгоград: Нижне-Волж. из-во, 1972. – 160 с.
- Рипан Р., Четяну И., Неорганическая химия. Ч. 1. Химия металлов. Пер. с рум. – М.: Мир, 1971. – 426 с.

ПОЛУЧЕНИЕ ТАБЛЕТИРОВАННОГО СОРБЕНТА ИЗ ВТОРИЧНОГО СЫРЬЯ

Н. В. Вахрамеева

Научный руководитель доцент О. К. Семакина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование в производстве вторичного сырья, а особенно отходов очень значимо для современных разработок. Цель работы заключается в исследовании возможности получения сорбентов из осадков методом таблетирования. В качестве объекта исследования использовался осадок, образующийся на скорых фильтрах станции обезжелезивания Томского водозабора. Осадок представляет собой тонкодисперсный порошок красно-

коричневого цвета и является отходом производства, складываемый в шламоотвалах. Ранее было исследовано, что основу осадка промывных вод составляет немагнитная фаза α - оксигидроксида железа (гетит $\alpha - \text{FeOOH}$) [3]. Таблетирование представляет собой процесс получения методом прессования компактных изделий или полуфабрикатов в виде таблеток или брикетов из сыпучих или волокнистых материалов [2]. Этот процесс широко распространен в различных отраслях, в химической промышленности, продуктов бытовой химии, а также некоторых видов удобрений для сельского хозяйства.

Использование сыпучего и волокнистого материала в таблетированном виде в качестве полуфабриката не только позволяет интенсифицировать технологические процессы, но иногда является единственно возможным технологическим приемом, позволяющим осуществить эти процессы. Эффективная работа катализаторов и сорбентов в промышленных установках зависит не только от физико-химических свойств применяемых контактов. Во многом она определяется их геометрической формой. Это становится понятным, если учесть, что геометрическая форма катализаторов и сорбентов существенно влияет на характер процессов массо- и теплообмена в слое [1].

В каждом конкретном случае предъявляются определенные требования к массе таблетки и ее отклонению от номинального значения, к плотности, прочности и геометрическим размерам таблеток. Прочность таблеток, получаемых методом влажной грануляции, зависит от количества, природы связующих веществ, от величины давления прессования и от влажности таблетированного материала. Количество связующих веществ, оптимальная влажность и давление прессования, как правило, подбираются для каждого препарата и контролируются путем измерения прочности таблеток и времени распадаемости. Излишнее давление прессования часто приводит к расслаиванию таблеток. Кроме того, происходит резкое уменьшение пор, что снижает проникновение жидкости в таблетку, уменьшая сорбционные показатели.

Получение сорбентов в таблетированном виде проводилось на ручном гидравлическом прессе ПГПР с различными связующими жидкостями, в качестве которых использовался глицерин, 0,1 % растворы карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и метилцеллюлозы (МЦ).

К навеске порошка, равной 0,5 г, добавляется 1–4 капли связующей жидкости, тщательно перемешивается и прессуется. Таблетирование смеси осуществляется в металлической пресс-форме с внутренним тефлоновым покрытием при давлении 2 МПа. Диаметр пуансона составляет 10 мм. Как показали исследования, увеличение связующей жидкости более 5 капель приводит к получению формуемой массы, содержащей избыточное количество влаги, и которую невозможно спрессовать в матрице. Сырые таблетки должны иметь определенные геометрические размеры и прочность, достаточную не только для сохранения формы таблетки при выполнении всех операций, завершающих технологический цикл их изготовления, но и обеспечивающую необходимую прочность готовой таблетки сорбента. После прессования полученные таблетки высушивались при комнатной температуре до постоянного веса.

Масса таблетки из пресс-материалов должна соответствовать массе изготавливаемого изделия. Ее прочность должна быть достаточной для сохранения формы таблетки при хранении, транспортировании и выполнении операций, связанных с последующим использованием при изготовлении изделий.

Исследованы физико-химические свойства исходного порошка и полученных из него таблеток сорбентов: сыпучесть, гигроскопичность, смачиваемость, фракционный состав, истинная, относительная и насыпная плотности, прессуемость, прочность на раздавливание и суммарный объем пор. Гранулометрический состав, представленный на рис. 1, или распределение частиц порошка по крупности, оказывает определенное влияние на сыпучесть его, стабильность массы получаемых таблеток, точность дозировки вещества, а также на качественные характеристики таблеток (внешний вид, распадаемость, прочность и др.). Из графика видно, что в исходном порошке преобладают частицы размером от 40 до 90 мкм, выход которых составляет 80 %.

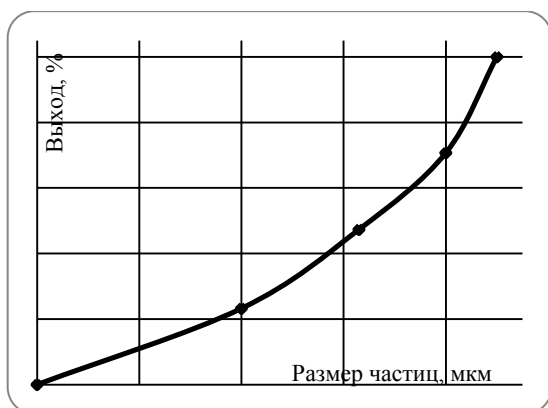


Рис. 1 Фракционный состав порошка



Рис. 2 Зависимость прочности (1) и суммарного объема пор (2) таблеток от содержания глицерина

Исследования на прочность и суммарный объем пор полученных таблеток представлены на рис. 2–4. Прочность на раздавливание в статических условиях определялась на коническом пластометре с углом конусности 60°. Суммарный объем пор для полученных таблеток определялся по адсорбции паров бензола. Как

видно из рис. 2, использование глицерина в качестве связующего приводит к снижению прочности таблеток по сравнению с таблетками, спрессованными без связующей жидкости. Это, очевидно, обусловлено тем, что глицерин в таблетке присутствует в виде жидкой фазы, образуя жидкостные мостики, которые по истечении времени не превращаются в твердую фазу. Поэтому увеличение содержания глицерина в таблетке повышает количество жидкостных мостиков, которые препятствуют упрочнению гранул, а также приводят к снижению суммарного объема пор.

При таблетировании порошка с 0,1 % растворами КМЦ и МЦ наблюдается другая картина. Из полученных данных видно, что с увеличением концентрации связующей жидкости повышается прочность гранул. Так как связующее растворено в водной фазе, последняя при сушке удаляется из таблетки, а КМЦ и МЦ превращаются в твердое вещество, которое скрепляет частицы порошка между собой, образуя более прочные таблетки. Как видно из рис. 3–4 с увеличением содержания связующего вещества прочность таблеток увеличивается на 43–45 %. Как показали результаты, с увеличением концентрации связующей жидкости объем пор увеличивается.

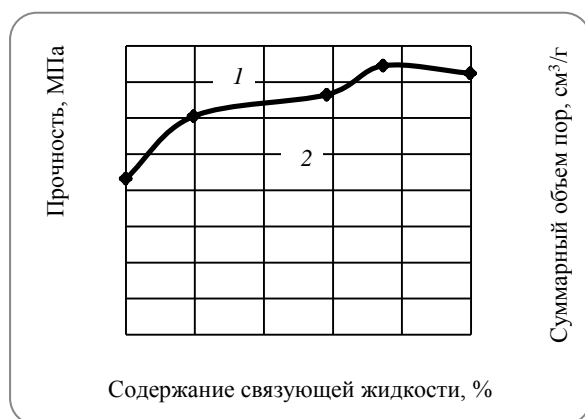


Рис. 3 Зависимость прочности (1) и суммарного объема пор (2) таблеток от содержания связующей жидкости – 0,1 % КМЦ

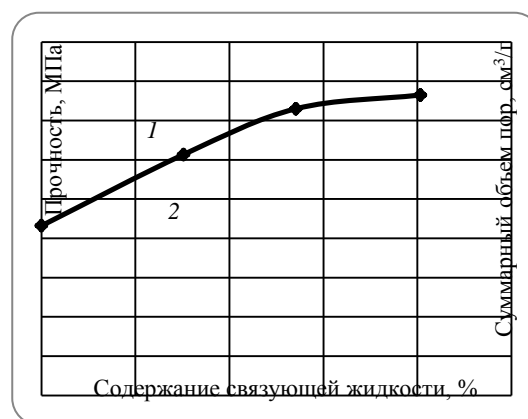


Рис. 4 Зависимость прочности (1) и суммарного объема пор (2) таблеток от содержания связующей жидкости – 0,1 % МЦ

Из полученных результатов были сделаны следующие выводы.

1. В результате работы установлена принципиальная возможность получения методом таблетирования гранул сорбента из отходов производства.
2. Использование глицерина в качестве связующей жидкости не целесообразно. Наиболее эффективными связующими является КМЦ и МЦ.
3. Исследованы физико-механические свойства таблеток.
4. Выбраны оптимальные условия таблетирования сорбента: подобрано усилие прессования и массовое соотношение порошок : связующее, равное 1:0,08–0,3.

Литература

1. Ильин А.П., Прокофьев В.Ю. Физико-химическая механика в технологии катализаторов и сорбентов. – Иваново: ИГХТУ, 2004. – 316 с.
2. Кольман-Иванов З.Э. Таблетирование в химической промышленности. – М.: Химия, 1976. – 200 с.
3. Лукашевич О.Д., Барская И.В., Усова Н.Т. Интенсификация осаждения и утилизации железистых осадков промывных вод скорых фильтров // Вода: технология и экология. – Санкт-Петербург, 2008. – № 2. – С. 30 – 40.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕРОДА В ПОВЕРХНОСТНОМ СЛОЕ МИНЕРАЛОВ (НА ПРИМЕРЕ ЛИДИТА)

Н.В. Виноградов

Научный руководитель доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Энерго- и ресурсосберегающие технологии, создание и использование новых материалов в промышленности относятся к приоритетам развития науки. Природный лиддит (рис. 1), представляющий собой оксид кремния, содержащий 0,7–4% углерода, обладает необычными тепловыми, механическими и сорбционными свойствами [1].



Рис. 1 Внешний вид лидита а) необработанного; б) подготовленного к исследованиям

Лидит может быть использован в качестве сырья для экологически чистых безотжиговых технологий получения высококачественных огнеупоров, в качестве химически стойкого материала, сохраняющего структуру и свойства в агрессивных средах (кислоты, щёлочи и др.) [2]. Изучение полиморфных превращений, происходящих в лидите при высоких температурах, показало, что именно наличие углерода приводит к необычным физико-химическим свойствам минерала. Исследования проводятся в направлении изучения влияния углерода на внутреннюю структуру лидита и его поверхностные свойства.

Основная цель исследования – разработка способа визуализации распределения углерода на поверхности минералов подобных лидиту (шунгит и т.д.). Для исследования распределения углерода было сделано предположение, что при наличии углеродных конгломератов их можно отконтрастировать путём получения карбида железа. Известен факт, что методом напыления железа на алмазную грань с последующим прогревом поверхности при температурах, не превышающих 900 °С, образуется карбиды железа. После их удаления на алмазах образуется «рисунок».

При наличии в образце углеродных конгломератов, изображение может быть отконтрастировано путем получения карбидных фаз на основе железа, прогревом образца лидита в среде аргона с напылённой пленкой железа. Подобную методику можно применять и для других минералов, содержащих свободный углерод.

Для визуализации зёрен углеродных скоплений, покрытых плёнкой напылённого железа, образец лидита был прогрет в аргоне при температуре 950 °С в течение 10 минут. При этом металлическое железо взаимодействует с углеродом, растворяет его в себе и образует карбидные фазы, которые меняют структуру поверхности образца и позволяют визуализировать происходящие изменения.

При электронномикроскопическом исследовании лидита (как прогретого, так и исходного) рельеф поверхности и особенно распределение углерода не выявляется (рис. 2а). Из полученных микрофотографий после предложенной нами обработки видно, что углерод на поверхности образцов распределён неравномерно (рис. 2б). Даже при очень высоком увеличении (до 15000) рельеф достаточно хорошо просматривается ввиду образования в местах концентрации углерода новых структур, определяемых карбидизацией железной плёнки.

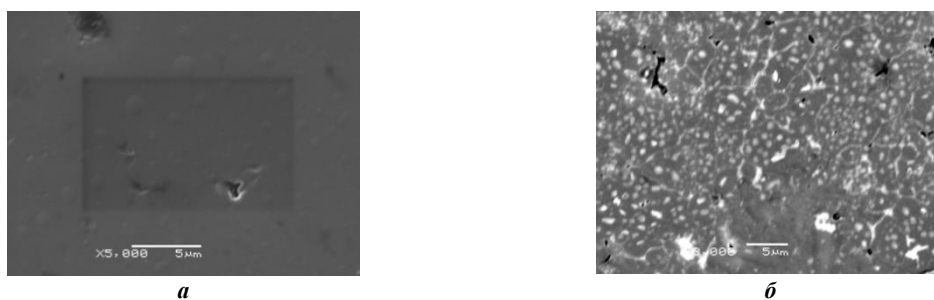


Рис. 2 Электронномикроскопические фотографии образцов лидита:
а) прогретый при 950 °С с поверхностью напылённым золотом;

б) предварительно покрытый плёнкой железа и прогретый в среде аргона при 950 °С в течение 10 минут

Для более чёткого выявления углеродных включений предлагается методика обмена углерода на серебро. Для определения формы и размеров зёрен углерода, входящего в состав лидита, полированные образцы обрабатывали двухпроцентным раствором нитрата серебра при температуре 90 °С в течение 10 минут. Сушка и нагрев до температуры 200 °С приводит к частичному преобразованию нитрата серебра в частицы металла, по форме и размерам соответствующие скоплениям углерода. Избыток нитрата серебра смывался дистиллированной водой путём многократной промывки. Образец обрабатывался спиртом и после просушивания проходил электронномикроскопическое исследование на сканирующем электронном микроскопе с электронно-зондовым анализатором JED-2300 Analisis Station (JEOL).

Некоторые зоны лидитового образца имеют высокую концентрацию углерода (рис. 3), который распределен по поверхности в виде «змеек» и ломанных линий. Светлые зоны на рисунке соответствуют высокому содержанию серебра, соответственно, углерода.

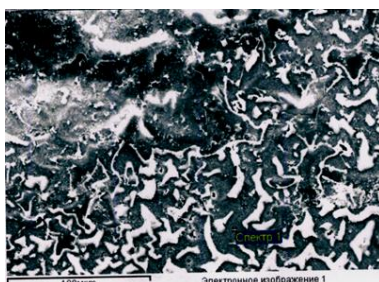


Рис. 3 Участок лидита с высоким содержанием углерода, распределенным в виде «змеек» или прослоек

На снимках видно (рис. 3), что в матрице оксида кремния лидита с высоким содержанием углерода, последний распределен неравномерно. Возможно, углерод в обозначенной зоне выходит на поверхность перпендикулярно ей в виде слоистых структур неправильной формы в виде «змеек» и ломанных линий, толщина которых колеблется в интервале от 10 до 0,8 мкм. Среднее содержание серебра по результатам микронзондового анализа составляет 0,41% по поверхности исследуемого образца. Анализ мелких светлых точек показал наличие в них серебра около 12%. Содержание серебра в «змейках» – около 47%. Темные (рис. 3) участки имеют содержание серебра 1,4%. Предполагая, что обмен углерода на серебро идет путем восстановления нитрата до металлического серебра в соответствии с реакцией



можно просчитать, что содержание углерода в исследуемых участках должно быть меньше в шесть раз. В таком случае содержание углерода в рассматриваемых зонах соответствовало бы в точках – 2%, в змейках – 8%, темные участки – 0,2%. В действительности же не весь углерод преобразуется в серебро. Самый большой коэффициент преобразования (до 100%) возможен на темных участках. Самый низкий коэффициент преобразования (около 50%) – в «змейках» и больших «бляшках». Необходимо учитывать и то, что микронзондовый анализ определяет не только состояние поверхности образца, но и выявляет углерод, который находится в глубине и не преобразуется в серебро ввиду недоступности реакции (1).

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что углерод при обработке не полностью обменивается на серебро, часть его остается в исходном виде. Поэтому точного пропорционального соответствия между концентрацией серебра и углерода не наблюдается, но качественная картина прослеживается достаточно хорошо.

В результате проведенных исследований предложены методики визуализации распределения углерода в поверхностном слое минералов (на примере лидита) с помощью электронной микроскопии. В основе предложенных методик лежит способ предварительной обработки поверхности образцов напыленным железом и нитратом серебра, которые при прогреве вступают в реакции с углеродными частицами, выявляя рельеф распределения углерода.

Литература

1. Vinogradov N.V., Vinogradov V.V., Dzhuraev A.M., Tokarev A.V., Tuzova O.L. Electron microscopic research of the samples of lidit // European Science and Technology: Materials of the IV International research and practice conference. – Munich, 2013. – Vol. II. – P. 725 – 728.
2. Патент №1410. Применение лидита в качестве химически стойкого материала. Виноградов Н.В. и др. Оpubл. 30.11.2011.

ПОЛУЧЕНИЕ ВОДОСТОЙКОГО МАГНЕЗИАЛЬНОГО ВЯЖУЩЕГО НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ

И.В. Головнина

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Формирование рыночных отношений в экономике России предопределило создание новой концепции производства основных видов строительных материалов. Современные проблемы строительного комплекса, а также создание новых и совершенствование существующих технологических процессов должны быть направлены на разработку и производство эффективных и конкурентоспособных строительных материалов, изделий и конструкций при использовании местных и нетрадиционных видов сырья [1, 2]. Магнезиальные вяжущие имеют большие преимущества по сравнению с другими вяжущими материалами, так как требуют меньших энергетических затрат при их производстве, отличаются высокой скоростью набора прочности цементного камня и его коррозионной стойкостью. По сравнению с цементными системами, магнезиальные вяжущие обладают повышенной адгезией к органическим заполнителям природного и техногенного происхождения. Однако существенным недостатком таких материалов является их низкая водостойкость, что сдерживает области их применения. Другим существенным недостатком являются большие затраты энергии на обжиг магнезиального сырья. Не следует недооценивать и склонность к растрескиванию в процессах

гидратации и твердения цементов типа Сореля. Повышение водостойкости, снижение энергозатрат при производстве магнезиальных вяжущих веществ и разработка методов предотвращения трещинообразования магнезиального камня являются актуальными задачами современного строительного материаловедения.

Исследование составов и технологии водостойких природных магнезиальных вяжущих способствует решению проблемы получения качественных вяжущих и расширению номенклатуры строительных материалов, а также улучшению экологической обстановки в регионах Российской Федерации [3].

Для исследования выбран магнезит Савинского месторождения. Магнезит представляет собой углекислую соль магния ($MgCO_3$). Содержание MgO в химически чистом магнезите составляет 47,82 %, а CO_2 – 52,18 %. Технология оксида магния из любых природных материалов, независимо от области использования, обязательно включает процесс обжига, так как из магнезита необходимо удалить углекислый газ. При этом в каждом конкретном случае для получения материалов разного назначения, обжиг минерального сырья должен производиться по строго определенным режимам. Каустический магнезит обжигался при разных температурных режимах и исследовалась активность каустического магнезита. Анализ экспериментальных данных показал, что наибольшей активностью обладает каустический магнезит, обожженный при температуре 700 °С в течение 30 минут.

Для оценки пригодности этой породы в технологии магнезиальных вяжущих была исследована гидравлическая активность.

Под гидравлической активностью минеральных добавок понимают способность их вступать в химическое взаимодействие с различными реагентами, при этом образуются водостойкие соединения. Гидравлическая активность изучена комплексом испытаний и включает определение не только гидратации, но и активности, гидравлической активности по ГОСТ 25094-82, пуццолановой активности, активности по методу М.И. Стрелкова, реакционной способности по отношению к растворам $Ca(OH)_2$, $Mg(OH)_2$, $MgCl_2$, $MgSO_4$, $CaSO_4$ - известково-гипсовому; потенциальной реакционной способности по ГОСТу 8269-91; содержания растворимого глинозема [4].

По гидравлической активности выбранное сырье можно отнести к активному, а численные значения гидравлической активности могут выполнять роль информативного параметра и служить физико-химическими критериями оценки пригодности силикатного сырья в технологии вяжущих.

Магнезит выступает в качестве основы смешанного магнезиального вяжущего в смеси MgO и $MgCl_2$. Вяжущее готовилось следующим образом: вначале измельчали магнезит в шаровой или планетарно-центробежной мельнице, магнезит затворяли раствором $MgCl_2$ в количестве 24–30% от сухой смеси. Свойства полученных магнезиальных вяжущих представлены в табл.

Таблица

Физико-механические свойства магнезиальных вяжущих

Система	Способы измельчения	Предел прочности при сжатии после твердения 28 сут. в среде, МПа; коэффициент хим. ст. отн. ед.						
		Воздух	Вода		3% $MgSO_4$		3% $MgCl_2$	
$MgO - MgCl_2 - H_2O$		40 -	0	0	0	0	0	0
$MgCl_2$ -магнезит	шар. мел.	45 -	43	0,94	38	0,84	48	1,05
	ПЦМ	56 -	45	0,81	43	0,87	47	0,83

Данные табл. свидетельствуют о том, что в случае использования магнезита наблюдается увеличение прочности в 1,13–2,18 раза (до 45 МПа), коэффициент размягчения достигает 0,8–1,05. Материал обладает соле- и кислотостойкостью.

Это может быть объяснено тем, что магнезит представляет собой ядро заполнителя, обладающего водо- и химической стойкостью, с другой стороны, активная поверхность частиц силиката играет роль подложки, на которой начинается акт химического взаимодействия магнезита $MgCl_2$.

По данным ДТА и РФА основным продуктом твердения классического магнезиального вяжущего является триоксигидрохлорид магния, пентаоксигидрахлорид магния и брусит [5].

В продуктах твердения разработанного вяжущего обнаруживаются такие же соединения. Дополнительно обнаружены новообразования, разлагающиеся при 625 °С.

Вероятно, что на поверхности частиц наблюдается химическое срастание с образующимся триоксигидрохлоридом, пентаоксигидрахлоридом магния.

Подтверждением этому служит рост механической прочности, водо- и химической стойкости.

Таким образом, использование магнезиальных силикатов в сочетании с цементом Сореля позволяет получить новый класс магнезиальных вяжущих, отличающихся повышенными водо- и химической стойкостью.

Литература

1. Бутт Ю.М., Тимашев В.В. Практикум по химической технологии вяжущих материалов. – М.: Высшая школа, 1973 – 504 с.
2. Вайвад А.Я. Магнезиальные вяжущие вещества. – Рига: Зинатне, 1972. – 310 с.
3. Использование попутных продуктов обогащения железных руд в строительстве на Севере / Под ред. П.И. Боженова. Л.: Стройиздат. Ленингр. отделение, 1986. – 176 с.
4. Верещагин В.И., Кашук И.В., Котенко Л.К. Воздействие высоковольтного импульсного разряда на карбонаты и силикаты // Тез. докл. XI Всесоюз. симп. по механохимии и механоэмиссии твердых тел. Чернигов, 1990.
5. А. с. № 1353787. Способ получения неорганических пигментов Верещагин В.И., Майдунов В.А. 1987. № 43.

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ АЦЕТАТА НАТРИЯ НА ОКИСЛЕНИЕ КАДМИЯ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

А.А. Гондарев

Научный руководитель доцент Д.А. Горлушко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время остро стоит проблема получения оксидов металлов с улучшенными свойствами: высокой чистотой, развитой удельной поверхностью. Применение этих оксидов охватывает большинство отраслей производства, главными из которых являются: производство катализаторов и их носителей, сорбентов, стекла и керамики, лаков и красок, огнеупоров, наполнителей полимеров в химической промышленности; активные массы щелочных аккумуляторов и сухих гальванических элементов, диэлектрики и полупроводники в электротехнической промышленности [2].

Существуют различные пути получения оксидов металлов. Электрохимический метод обладает наибольшими преимуществами, основными из которых являются: возможность получения очень чистых продуктов, а также формирование развитой поверхности.

Синтез оксидов металлов электрохимическим методом под действием переменного тока позволяет получать оксиды металлов с условным диаметром первичных частиц в диапазоне от 10^{-9} до 10^{-6} м. Целевые продукты, полученные таким способом, имеют ряд преимуществ перед продуктами, полученными другими способами. К примеру, они обладают более высокоразвитой поверхностью, у них присутствует большое количество мезопор, а также в этих продуктах содержится минимальное количество примесей [1, 3].

В данной работе была проведена серия экспериментов по определению скорости разрушения кадмиевых электродов в растворах с различной концентрацией ацетата натрия. Одним из основных факторов, влияющих на процесс электрохимического окисления металлов на переменном токе, является концентрация электролита. С целью определения зависимости скорости разрушения кадмия под действием переменного тока от концентрации раствора электролита проводились эксперименты, в которых использовались растворы, содержащие от 3 до 20% мас. ацетата натрия. Процесс осуществляли при плотностях тока 1 и 1,5 А/см² и температуре 98 °С.

В процессе электролиза визуально наблюдалось выделение пузырьков водорода с поверхности электродов, проявлялось помутнение раствора, и образовывался осадок белого цвета. После эксперимента электроды промывались дистиллированной водой, сушились фильтровальной бумагой и взвешивались.

Скорость разрушения электродов рассчитывалась по формуле:

$$q = \frac{\Delta M}{S \cdot t},$$

где q – скорость разрушения электродов, г/см²·ч;

ΔM – суммарная потеря массы электродов, г;

S – рабочая поверхность электродов, см²;

t – время электролиза, ч.

В таблице отражены результаты, полученные в ходе эксперимента.

Таблица

*Скорость разрушения кадмия при электролизе на переменном токе
при различных концентрациях электролита*

Концентрация CH_3COONa , мас. %	Скорость разрушения, г/см ² ·ч	
	1 А/см ²	1,5 А/см ²
3	0,045	0,175
5	0,037	0,123
10	0,0068	0,1165
15	0,0061	0,0381
20	0,0012	0,0206

Из данных таблицы следует, что наиболее активно процесс протекает при концентрации раствора электролита CH_3COONa – 3% мас. Наиболее наглядно зависимость скорости разрушения кадмия от концентрации электролита можно наблюдать на графике (рис. 1), построенном исходя из данных таблицы.

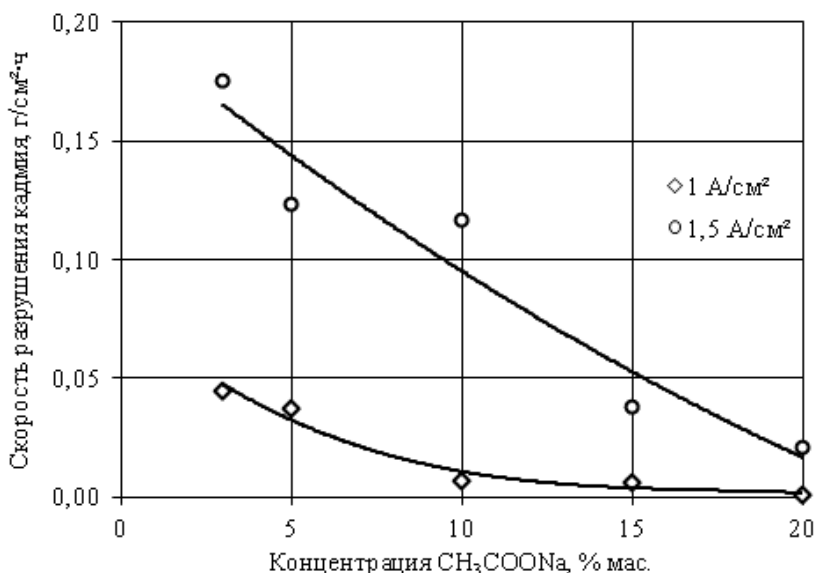


Рис. 1 Влияние концентрации ацетата натрия на скорость разрушения кадмиевых электродов

Из данной графической зависимости можно сделать вывод, что при увеличении концентрации электролита, скорость разрушения кадмия уменьшается. Так же с увеличением плотности тока увеличивается скорость разрушения электродов. Поэтому в ходе работы была установлена оптимальные концентрация ацетата натрия (3 % мас.) и плотность тока (1,5 А/см²), при которых кадмиевые электроды разрушаются наиболее интенсивно.

Литература

1. Коновалов Д.В., Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Электрохимический синтез оксида цинка на переменном токе // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2003. – Т. 306. – № 5. – С. 67 – 71.
2. Коробочкин В.В. Процессы получения нанодисперсных оксидов с использованием электрохимического окисления металлов при действии переменного тока: Дис. ... докт. техн. наук. – Томск, 2004. – 273 с.
3. Коробочкин В.В., Косинцев В.И., Быстрицкий Л.Д., Ковалевский Е.П. Получение геля гидроксида алюминия электролизом на переменном токе // Неорганические материалы. – Москва, 2002. – Т. 38. – № 9. – С. 1087 – 1090.

ОБОГАЩЕНИЕ ЖЕЛЕЗНОЙ РУДЫ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ СУХОЙ МАГНИТНОЙ СЕПАРАЦИИ

А.М. Ежов

Научный руководитель доцент Ю.Б. Швалёв

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время тяжелая индустрия и химическая промышленность нуждаются в качественном сырье для удовлетворения своих производственных целей, однако непосредственно добываемые минеральные руды зачастую имеют недопустимо низкое содержание ценного компонента. Это порождает острую необходимость в применении обогатительных процессов, способных наиболее полно извлечь полезную составляющую руды. Природа проблемы ясна и решения ее только появляются на горизонте даже, несмотря на серьезность проблемы [1].

Объектом данных исследований являлась руда Бакчарского железорудного месторождения, открытого в 1960-х годах и находящегося на территории Бакчарского района Томской области. Проблема этого месторождения заключается в сильной обводненности местности, однако объемы залежей доказывают целесообразность добычи руды. Согласно химическому анализу технологических проб, отобранных методом скважинной гидродобычи в 2006-2009 годах, руда Бакчарского месторождения содержит от 35,87 до 43,91% железа, представленного в основном в виде гетита, гидрогетита и сидерита [2]. При таком содержании железа руда считается богатой и ценной с точки зрения металлургической и химической промышленности.

Для проведения процесса магнитного разделения был применен магнитный сепаратор «ЭС-10/5», пригодный в диапазоне размеров частиц от 0,3 до 2 мм. Перед началом сепарации был проведен ситовой анализ

навески железной руды массой 500 г и определен ее гранулометрический состав, после чего непосредственно для магнитного разделения были отобраны четыре фракции со следующими размерами частиц: от 2 до 1 мм; от 1 до 0,63 мм; от 0,63 до 0,5 мм; от 0,5 до 0,25 мм.

Масса навесок для сепарации составила 30 г и только для фракции размером +2 -1 она равнялась 10 г ввиду малого количества этой фракции в исходной руде. Магнитная сепарация производилась с учетом принципа «прочих равных условий», т.к. рабочий зазор сепаратора и скорость подачи разделяемой навески были постоянны, составляя 4 мм и 0,1 м/с, соответственно. Таким образом, переменными величинами являлись только размер фракции и сила тока в обмотке сепаратора (следовательно, напряженность магнитного поля). После проведения цикла разделения при заданной напряженности поля магнитный концентрат взвешивался на лабораторных весах и возвращался в исходную навеску. Затем та же навеска вновь подвергалась разделению при периодически возрастающей напряженности магнитного поля. Учитывая тот факт, что железо является ферромагнетиком, обладая, таким образом, высокой магнитной восприимчивостью, разделение проводилось при относительно низких напряженностях магнитного поля, чтобы в приемник концентрата не были увлечены немагнитные частицы.

По окончании магнитной сепарации всех выбранных фракций, полученные данные были проанализированы и обобщены в графическом виде. График зависимости выхода концентрата от силы тока в обмотке сепаратора и размера фракции представлен на рис. 1.

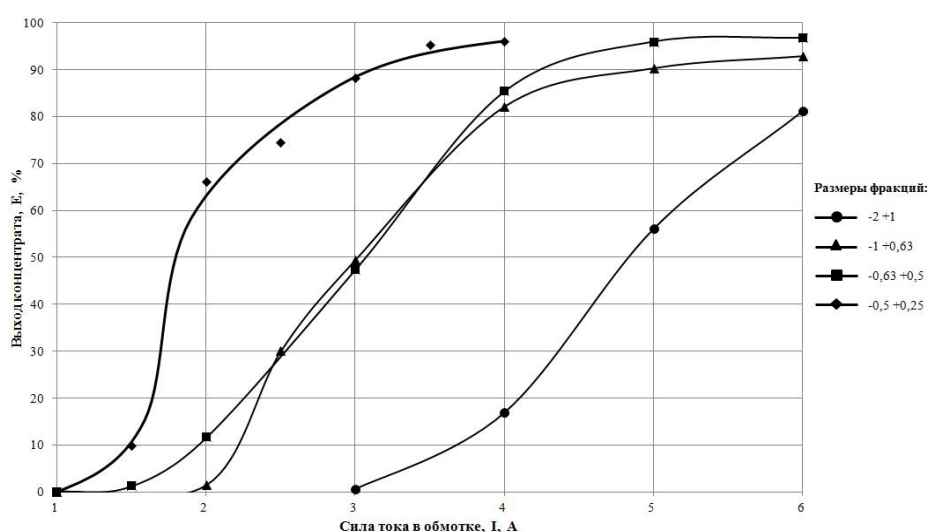


Рис. 1 Зависимость выхода концентрата от силы тока в обмотке и размера фракции

Как видно из данного графика, первой на магнитное поле сепаратора «откликается» фракция с наименьшим размером частиц (-2 +1) и величина этого отклика понижается с увеличением размера фракции. Это может объясняться двумя причинами:

1. Основная масса магнитных частиц сосредоточена в мелкозернистой фракции (размером от 0,25 до 0,5 мм).
2. Более поздний отклик крупнозернистой фракции объясняется высокой массой частиц, которым требуется мощное магнитное поле для преодоления сил инерции и тяжести.

Как видно, две эти причины противоречат друг другу, однако присутствие магнитных частиц в каждой фракции неоспоримо и значительно, что все-таки служит в пользу второй из указанных причин.

Таблица

Оптимальное значение силы тока в обмотке сепаратора

Размер фракции, мм	Оптимальная сила тока в обмотке, I, А	Выход концентрата, Е, %
-2 +1	6	82
-1 +0,63	4	82
-0,63 +0,5	4	85
-0,5 +0,25	3	88

Несмотря на то, что при относительно невысокой силе тока в обмотке (5–6 А) выход концентрата стремится к 100%, следует помнить, что чем выше магнитная сила, действующая на зерна руды, тем больше вероятность захвата немагнитной составляющей ферромагнитными частицами. В плотном потоке отклонение существенной части (10 % и более) магнитных частиц с помощью поперечной магнитной силы дает в результате отклонение всего потока [3].

Также, учитывая целесообразность и энергоёмкость процесса магнитной сепарации, можно определить оптимальную силу тока в обмотке для каждой фракции при допустимом выходе не менее 80 % (табл.).

При дальнейшем увеличении силы тока в обмотке выход концентрата возрастает незначительно и для повышения качества (чистоты) концентрата рекомендуется проведение перечистных стадий. Также необходимо поддерживать магнитную силу настолько низкой, насколько это возможно во избежание захвата немагнитных зерен при образовании цепи магнитных частиц.

Зависимость выхода концентрата при сепарации фракции размером $-1 +0,63$ и силе тока 4 А от количества перечистных стадий показана на рис. 2.

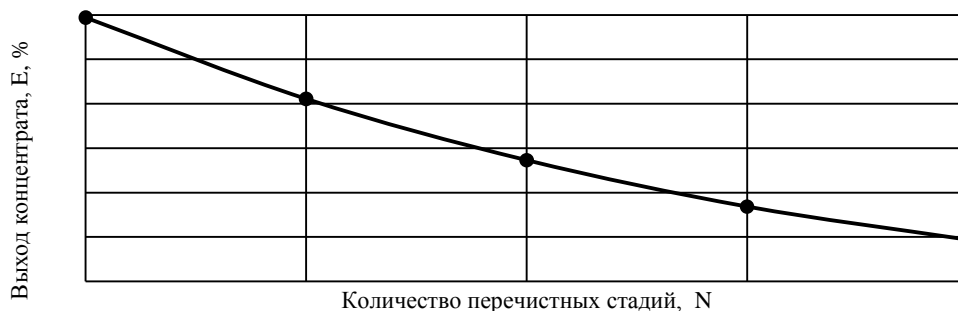


Рис. 2 Зависимость выхода концентрата от числа перечистных стадий

Подводя итог вышесказанному, можно сделать следующие выводы:

1. Железная руда Бакчарского железорудного месторождения является перспективным источником железа ввиду его высокого содержания и больших объемов рудных залежей.
2. Наибольшей чистоты магнитного разделения данной руды можно добиться при использовании магнитных сепараторов с низкой напряженностью магнитного поля, т.к. ценные соединения железа обладают высокой магнитной восприимчивостью.
3. Из четырех выбранных для сепарации фракций самыми стабильными при разделении оказались фракции с диапазоном размеров от 0,5 до 1 мм. Можно предположить, что соотношение «полезный компонент – пустая порода» в них соразмерны.
4. При сепарации мелкозернистых фракций рекомендуется применение перечистных стадий при минимальной силе тока в обмотке сепаратора или же переход к мокрой магнитной сепарации.

Литература

1. Барлей Р.В, Уилс Б.А. Технология минерального сырья на перепутье. – М.: Недра, 1992. – 272 с.
2. Башлыкова Т.В. Металлургическая оценка и обоснование рациональной технологии переработки железной руды Бакчарского проявления. – М.: ООО «НВП Центр-ЭСТАгео», 2009. – 145 с.
3. Шарлаимов В.И, Козин В.М. Экспериментальные исследования нестационарных процессов при движении сплошной среды в гравитационном поле. – М.: Академия естествознания, 2007. – 232 с.

ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Г.Т. Ешпанова, А.А. Муханова, В.Г. Загайнов

Научный руководитель ведущий научный сотрудник В.Г. Загайнов

АО «Центр наук о Земле, металлургии и обогащения», г. Алматы, Казахстан

Начиная с каменного века, от первого поднятого и использованного булыжника и до предстоящего освоения и конверсии технологий переработки полного использования и воспроизводства истощенных упорных минеральных ресурсов человек прошёл длинный и сложный путь. На современном этапе ему предстоит решить сложные задачи воссоздания приходящих к полному исчерпанию минеральных ресурсов привычного технологического качества. Изменения качества минерального сырья, произошедшие за тысячелетия (обеднение, усложнение во всех аспектах, ухудшение технологических и экологических свойств), указывают на закономерности его дальнейшего неизбежного изменения в сторону ухудшения относительно привычных технологий обогащения и необходимости ещё большего усложнения и удорожания схем переработки.

Современные авторитетные прогнозы устанавливают сроки отработки традиционного минерального сырья за 30–100 лет – ничтожно малый срок в геологической истории Земли. Поэтому названные проблемы восстановления баланса исчерпаемых минеральных ресурсов необходимо преодолеть быстро, не превышая примерно полувековой срок. Этот срок – технологический и ресурсный порог возможности и необходимости использования привычных минеральных ресурсов.

Создавшаяся ситуация быстрого приближения времени исчерпания запасов твёрдых полезных ископаемых не оставляет человеку вариантов выбора. Сроки завершения их отработки настолько малы, что

необходимы самые решительные, оперативные меры решения поставленных задач. Все работы по обеспечению воспроизводства минерального баланса твёрдых полезных ископаемых должны быть завершены в указанные 30–100 лет. Для достижения этой цели необходимо преодолеть подступающие основные ограничители успешному развитию технологий переработки нового сложного и упорного беднейшего минерального сырья: абсолютная количественная ограниченность минеральных ресурсов, определившая сроки их исчерпания; их невозобновляемость; рост потребления минеральной продукции; повышение требований к её качеству в целях удовлетворения потребностей научно-технического прогресса; тенденция увеличения добычи востребованного минерального сырья при ограниченных его ресурсах; экологический – абсолютный запретительный барьер к выполнению работ и сигнал к их остановке; технологический – отсутствие рентабельных технологий переработки сложного, бедного и упорного нового минерального сырья; экономический – определяемый уровнем рентабельности переработки беднейшего сырья.

В противоречие этим отрицательным ограничителям в развитии минерально-сырьевой базы, многие современные экономические прогнозы указывают, что к срокам наступления фазы делового оживления шестого кондратьевского цикла (К-6) мир будет стоять на пороге такой научно-технической революции, после успешной победы которой сегодняшнее состояние существования человеческого сообщества будет представляться не более, чем «каменный век». Этот высокий оптимизм, разумеется, может оправдаться при условии устранения отмеченных негативных явлений в состоянии минерально-сырьевой базы и недропользования. Однако, рассчитывать на осуществление оптимистических экспертных прогнозов без кардинального изменения минерально-сырьевой баланса к лучшему состоянию не приходится.

Для решения острейшей проблемы компенсации обрабатываемых твёрдых полезных ископаемых требуется оптимальная стратегия использования минерального вещества литосферы и техногенных накоплений, что важно для спасения нашей страны и всей мировой экономики от сырьевого коллапса.

Компетентные специалисты-профессионалы и авторитетные организации мира в глобальном плане предлагают меры по решению минерально-сырьевых проблем сосредоточить в трёх основных направлениях:

1. Добыча дефицитных полезных ископаемых на иных планетах, на спутнике Земли – Луне и доставка добытого сырья на Землю.

2. Постепенный переход от общего планетарного «сухопутного» пользования минеральным сырьём на преобладающую добычу ресурсов Мирового океана.

3. Рентабельное обеспечение экономики полезными ископаемыми на поверхности земли путями развития технологий обработки геоматериалов с достижением полного комплексного их использования, получения минеральной продукции высоких технологий, расширения её номенклатуры.

Руководством к подобной деятельности могут служить уже предложенные концептуальные положения ресурсовоспроизводящей полной комплексной переработки минерального сырья земной коры и любых минеральных отходов деятельности человека [3, 4, 6]. Первый из трёх названных основных направлений обеспечения экономики полезными ископаемыми – вариант получения минеральных ресурсов из космоса на нынешнем этапе содержит в себе много неопределённостей и ставит трудные для осуществления сложнейшие научные, технические и технологические задачи. В создавшейся ситуации сегодня невозможно представить даже сроки и технические возможности осуществления хотя бы одной экспедиции на одну из планет солнечной системы. Заметим, однако, что необходимо будет решать проблему инопланетного минерального обеспечения Земли и работать при этом по непрерывному производственному графику добычи и доставки инопланетных полезных ископаемых, затрачивая на это огромное время (продолжительность полётов исключительно большая) и ресурсы. Потребуется не одна тысяча лет, чтобы подготовиться и осуществить первый полёт. В то же время, минерально-сырьевую проблему необходимо решить полностью за названные полувека. Похоже, на современном этапе проекты удовлетворения потребностей экономики Земли за счёт добычи полезных ископаемых на иных планетах и доставки их на нашу следует отложить, они весьма нереальны для названных сроков и на ближайшую перспективу, а значит, не приемлемы.

Вторым, кажущимся более практичным, является направление океанического обеспечения минеральными ресурсами. Но к этому варианту следует относиться также с большой осторожностью. Из прогнозов многих авторитетных учёных и известных организаций создаётся уверенность, что доля полезных ископаемых морских месторождений в третьем тысячелетии (и не ранее) станет преобладающей относительно месторождений суши [1, 2, 5, 7]. Согласно этим обоснованным прогнозам, не только требуемых 30–100 лет, но нескольких веков, в том числе, времени XXI века, будет недостаточно для кардинального перехода от существенно континентальной минерально-сырьевой базы твёрдых полезных ископаемых к общепланетарной с преобладающим превосходством в ней доли минеральных ресурсов Мирового океана. Океанический вариант обеспечения планеты минеральным сырьём относительно инопланетного является более предпочтительным, но и он находится далеко за пределами сроков исчерпания традиционных ресурсов полезных ископаемых на поверхности Земли.

Таким образом, земная кора вновь выступает единственным реальным и радикальным источником полезных ископаемых, ресурсы и запасы которых огромны и их можно устанавливать с конкретной целью каждый раз при минимальных затратах на геологоразведочные работы. Они (ресурсы и запасы) будут способны своими количествами (объёмами) обеспечить образование новой нетрадиционной горно-перерабатывающей индустрии на длительную перспективу и способствовать переходу в течение 30–100 лет на новые технологии переработки геоматериалов на основах новой концептуальной методологии (идеологии), что исключительно важно для спасения нашей страны и всей мировой экономики от сырьевого коллапса.

Основные положения предложенных авторами концепции и методологии использования и воспроизводства минеральных ресурсов в условиях их исчерпания:

- выполнение геологических работ на площадях минеральных ресурсов литосферы;
- расширение комплексности использования исходного минерального вещества с выделением в готовую продукцию кислорода, кремния, алюминия, входящих в пустопородные минералы;
- извлечение ресурсоопределяющих элементов в виде разнообразных материалов и создание производств получения на основе ресурсоопределяющих элементов и их соединений инновационной продукции высоких переделов (включая наноматериалы);
- комплексная безотходная переработка технологического остатка от выделения новых ресурсных элементов;
- постепенный переход на технологии извлечения элементов взамен обогащения минералов.

Данные предложения являются основой концепции и методологии комплексного использования и самовосстановления минерального сырья на необозримую перспективу.

Сразу же, по решению проблем извлечения и использования названных новых ресурсоопределяющих элементов, устанавливается высшее, близкое к полному (или полное), использование исходного минерального сырья. Освоение новых ресурсоутверждающих элементов периодической системы и земной коры, входящих на современном этапе в пустопородные минералы, конверсия технологий переработки минерального сырья как научное направление и производство, станут революционными факторами создания МСБ твёрдых полезных ископаемых. Новое семейство технологий будут иметь инновационный характер на длительную перспективу.

Литература

1. Андреев С.И., Голева Р.В., Юбко В.М. Экономические и геополитические аспекты проблем освоения минеральных ресурсов Мирового океана // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – Москва, 2006. – № 3. – С. 77 – 81.
2. Голева Р.В. К проблеме изучения и освоения минерально-сырьевых ресурсов Мирового океана // Рациональное освоение недр. – Москва, 2010. – С. 53 – 60.
3. Загайнов В.Г., Тусупбаев Н.К. Безграничные минеральные ресурсы. Концепция и методология (обзорное информационно-аналитическое исследование). – Алматы, 2013-2014. – 426 с.
4. Комплексная переработка минерального сырья Казахстана. Состояние, проблемы, решения. Т. 2. Теория и технология обогащения природного и техногенного минерального сырья / А.А. Жарменов, В.А. Чантурия, Ю.П. Ерёмин, В.Г. Загайнов, А.А. Ниязов и др. – Алматы: РГП «НЦ КПМС РК», 2008. – 462 с.
5. Минеральные ресурсы Мирового океана. Концепция изучения и освоение (на период до 2020 г.) / Под ред. С.И. Андреев. – Санкт-Петербург: ВНИИОкеангеология, 2007. – 97 с.
6. Мухамедилова А.М., Загайнов В.Г., Тусупбаев Н.К. Обеспечение условий неисчерпаемости и самовозобновления минеральных ресурсов – важнейшее и необходимое концептуальное требование к конверсии технологий переработки // Горный журнал Казахстана. – Алматы, 2014. – № 2. – С. 6.
7. Сутырин Ю.Е. Перспективы освоения железомарганцевых образований глубоководных месторождений Мирового океана // Национальная металлургия. – Москва, 2003. – № 4. – С. 89 – 94.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ МАРГАНЦЕВЫХ РУД

Р.А. Загороднев, А.А. Иванова

Научные руководители доцент В.В. Тихонов, доцент И.В. Фролова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Металлургия – одна из важнейших структур экономики России. Фактически эта отрасль промышленности является экономическим фундаментом, т.к. является основным поставщиком для предприятий ВПК, машиностроения, строительства, и т. д. Важно развивать отрасль для поддержания стабильной экономики государства. Однако, несмотря на свою важную роль, металлургия России переживает не лучшие времена и имеет комплекс проблем, связанных как с финансами, так и сырьевой базой. Одной из таких проблем является дефицит марганца и его продуктов.

Марганец имеет широкое применение в металлургической промышленности. Его применяют для удаления кислорода при плавке стали. Одним из наиболее важных свойств марганца это его способность повышать твердость и износостойкость стали, что особо важно при производстве бронетехники, землеройных, дробильных машин и т. д.

В России марганец является дефицитным сырьем. Согласно данным Британской геологической службы Россия занимает 16 место по его добыче (44400 т/год по данным на 2006 г.). Существует несколько крупных отечественных месторождений марганца: Усинское, Полуночное, Пороженское, однако, все они находятся на стадии выработки либо выработаны.

В связи с нехваткой данного сырья, металлургические компании пытаются покрыть недостаток за счет импорта, тем самым вовлекая отрасль в зависимость от внешних сырьевых источников. Данная ситуация отрицательно сказывается как на внутренней экономике, так и внешней политике России.

Одним из решений сырьевой проблемы может стать выщелачивание марганца из шламовых отходов добывающих предприятий, зольных отходов ТЭЦ и т. д.

Таблица 1

Характеристика крупных отечественных месторождений марганца

Месторождение	Содержание Mn, %	Запас руды, млн. т.	Год основания	Состояние
Усинское	19,3	128	1939	действующее
Полуночное	20,7	20	1942	выработано
Пороженское	10-48,22	132	1974	действующее

Таблица 2

Содержание чистого марганца в отложениях

Вид отложения	Содержание Mn, %	Примечание	В каком виде
Доменные шлаки	0,3-1	по отношению к использованному Mn	MnO
Сталеплавильные шлаки	до 10		
Шлаки цветной металлургии	0,3-1		
Хвосты марганцедобывающих производств	до 12	по отношению к добытому Mn	

Метод выщелачивания заключается в переводе в раствор нужного компонента (в нашем случае марганец) из руды с помощью вещества-растворителя. Метод уже давно известен как за рубежом, так и в России, является самым дешевым, особенно для руд с низким содержанием нужного компонента. Выщелачивание позволяет обработать большие объемы сырья при низких затратах на оборудование. Существенные минусы метода - низкая экологичность и высокая вредность применяемых растворителей, таких как серная, азотная и циановая кислоты, а также большие траты на растворитель (большие объемы и высокая цена). Для сведения этих проблем к минимуму было решено разработать новый метод выщелачивания марганца из отвалов и руд с низким его содержанием, путем применения нестандартного для металлургии, дешевого, легкодоступного, менее вредного растворителя: уксусной кислоты.

В качестве сырья была использована карбонатно-марганцевая руда Усинского месторождения с известным составом, приведенным в табл. 3. Руда имеет низкое содержание марганца, и множество побочных элементов.

Таблица 3

Химический состав руды

Химический состав руды, % мас.								
Mn	Fe	P	S	SiO ₂	CaO	MgO	Al ₂ O ₃	п. п. п.
19,3	5,96	0,18	1,09	10,33	14,9	3,17	1,67	43,4

Процесс извлечения марганца происходит по следующим реакциям:

1. В случае с карбонатом марганца: $MnCO_3 + 2CH_3COOH \rightarrow Mn(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2 \uparrow$.
2. В случае с оксидом марганца (II): $MnO + 2CH_3COOH \rightarrow Mn(CH_3COO)_2 + H_2O$.

Для изучения влияния размеров частиц руды на извлекаемость компонента руда была разделена на фракции, каждая из которых находилась в отдельных емкостях. Масса каждой фракции равна 100 г.

Для полного исследования использовались 4 разных метода выщелачивания, отличающихся условиями проведения эксперимента.

1. Отстаивание в течение суток, процесс растворения происходит без вынужденного перемешивания при атмосферном давлении и комнатной температуре (20 °С).
2. Вынужденное перемешивание, давление атмосферное, температура комнатная (20 °С).
3. Отстаивание в течение суток, без вынужденного перемешивания при атмосферном давлении и температуре 60 °С.
4. Вынужденное перемешивание, давление атмосферное, температура 60 °С.

После процесса выщелачивания образцы подвергаются фильтрации от остатков не прореагировавшей руды. Полученные растворы подвергаются выпариванию с целью получения чистого ацетата марганца и отправляются на рентгенофазовый анализ. Результаты экспериментов приведены в табл. 4.

Согласно результатам эксперимента, полная извлекаемость марганца происходит во фракциях +0,25-1, +2-3 мм при втором и четвертом способах выщелачивания. Это объясняется высокой удельной поверхностью частиц во время перемешивания, однако, если такие мелкие частицы отстаивать, то они плотно прилегают друг к другу, удельная поверхность становится в разы меньше и как следствие растворителю трудно просочиться в слой руды. Для выщелачивания методом отстаивания наиболее хорошо подходят фракции +3-5, +5-7 мм, так как они не прилегают плотно друг к другу. Фракция >7 мм оказалась трудноизвлекаемой по всем 4 методам, причиной этого служит размер частиц, несмотря на то, что площадь контакта большая, растворитель с трудом проникает в частицу руды из-за ее высокой плотности.

Таблица 4

Извлекаемость марганца в зависимости от фракции и метода выщелачивания

Метод выщелачивания	Размер фракции, мм				
	+0,25-1,0	+2,0-3,0	+3,0-5,0	+5,0-7,0	>7,0
	Извлекаемость марганца, %				
1	15	48	73	51	36
2	100	82	82	64	57
3	42	66	71	63	50
4	100	100	68	60	52

Проведенное исследование доказывает, что возможно извлечение марганца из малоконцентрированных карбонатных руд путем выщелачивания, с помощью уксусной кислоты. Процесс можно провести в любом из изученных режимов с минимальным экологическим ущербом и экономическими затратами. Исследование доказывает возможность применения уксусной кислоты не только в пищевой промышленности, но и в металлургии. Задача на исследование и разработку новых методов выщелачивания может стать приоритетной, так как позволяет повысить ресурсоэффективность производства, снизить убытки, и оказать значительную помощь металлургии России.

**ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ ГЕНЕТИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
 УГЛЯ С ПОМОЩЬЮ ИНФРАКРАСНОЙ СПЕКТРОСКОПИИ
 ПРИ ВЕДЕНИИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

И.С.Капустина

Научный руководитель доцент В.П. Иванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди твердых горючих ископаемых широко представлены угли, а их многообразие по происхождению, степени метаморфизма, структурным особенностям, физическим и химико-технологическим свойствам требует разработки и постоянного совершенствования методов исследований с целью раскрытия потенциала и эффективного использования углей в технологиях и энергетике [4]. Владение оперативной информацией о технологических и генетических параметрах углей при ведении разведочных работ чрезвычайно важно. Наличие оперативной информации позволяет корректировать ход и ведение разведочных работ, а это снижение издержек на лабораторные работы и повышение качества результатов, дающих экономическую эффективность от проведения геологоразведочных работ.

В современных условиях отечественной и мировой практики ведения разведочных работ сложился комплекс параметров, определяющих генетические и технологические свойства углей: R_o , петрографический состав (определение $\sum OK$, $\sum SK$), V^{daf} , FSI , y , IR . Данные параметры используются для оценки, как угольного сырья, так и ископаемого угля и не отражают полностью генезис вещества. Следует различать эти два понятия: угольное сырье и ископаемый уголь, так как в рамках ведения разведочных работ изучению подвергается ископаемый уголь – сложный природный угольный материал, залегающий в недрах. Угольное сырье – это искусственный угольный материал, образующийся из ископаемого угля (углей) при разработке угольных пластов [1]. Исходя из этого, подход к изучению ископаемого угля должен учитывать и отражать эти особенности.

Последние 30 лет активно развивается метод оценки вышеуказанных классификационных показателей (ГОСТ 25543-88), а также A^d (зольности), с применением инфракрасной спектроскопии. Для расширения сведений об угле предлагается использование их молекулярного строения. Это позволяет получать наибольший, по сравнению с другими аналитическими методами исследований, объем информации о структуре и свойствах угольного вещества, дает возможность прогноза технологических показателей углей.

Существует спектрометрический метод стандартизован (ГОСТ Р 52205-2004). Этот метод позволяет оперативно установить выход летучих веществ, толщину пластического слоя, показатель отражения витринита, сумму фюзинизированных компонентов и зольность в каменных углях. Отбор и подготовка проб производится по ГОСТ 10742. Используют аналитическую пробу, доведенную до воздушно-сухого состояния [2]. Преимущество такого подхода очевидно. Спектр регистрируется непосредственно от пробы угля, идущей на технический анализ. Это позволяет, при необходимости, провести параллельные испытания разными методами, регламентированными в ГОСТ 25543-88, показателей для оценки качества лабораторных работ в оперативном режиме, при отсутствии внешнего контроля исследований углей на не изученных участках.

В настоящее время недостатками существующего подхода являются трудоемкость, длительность проведения испытаний и необходимость большого количества проб для раскрытия генезиса углей. Это создает определенную сложность при ведении разведочных работ или переоценки угольных запасов. Особо следует выделить показатель R_o , по которому устанавливаются метаморфизм углей, а также определение спекающих (или отощенных) компонентов. Длительность и трудоёмкость петрографического метода можно отнести к его

недостаткам. Предлагается применение спектрометрического метода, сущность которого заключается в съемке инфракрасного спектра в области волновых чисел от 4000 до 400 см⁻¹ и обработке спектра по программе, преобразующей значения интенсивностей полос, выбранных для каждого параметра угля, в значения спектральных характеристик, а набор спектральных характеристик – в значения параметров угля [5]. В настоящее время данный метод представлен автоматизированным программным комплексом АПК-3 «Спектротест» на базе спектрометра фирмы «Шимадзу».

Кроме определения генетических и технологических параметров, с применением АПК-3 «Спектротест» можно проводить оценку восстановленности углей при ведении разведочных работ [3], что расширяет область знаний о генезисе углей.

Литература

1. Бондаренко И.С. Признаки различия ископаемого угля и угольного сырья // Кокс и химия. – Москва, 2013. – № 9. – С. 16 – 19.
2. ГОСТ Р 52205-2004 Угли каменные. Метод спектрометрического определения генетических и технологических параметров [Электронный ресурс]. http://snipov.net/c_4726_snip_106958.html (Дата обращения: 17.02.2014).
3. Иванов В.П. Способ определения степени восстановленности углей на основе ИК-спектроскопии. // Математические методы в оперативном управлении технологическими процессами: Сборник научных работ. – Новокузнецк, 1999. – С. 34 – 36.
4. Посохов Ю.М. Разработка и промышленное осуществление экспресс-анализа углей на основе ИК-спектроскопии. [Электронный ресурс]. http://www.mirrabot.com/work/work_66175.html (Дата обращения: 20.02.2014).
5. Русьянова Н.Д. Углехимия. – М.: Наука, 2000. – 105 с.

ПРЕДПРОЕКТНАЯ РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ОБОГАЩЕНИЯ КАМЕННЫХ УГЛЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

И.А. Королев, С.В. Витченко

Научный руководитель профессор В.И. Удовицкий

Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Россия

Обогащению каменного угля в настоящее время уделяется все больше внимания, как со стороны государства, так и со стороны собственников горных предприятий. Начиная с 2001 года, в Кузбассе построено 19 современных обогатительных фабрик, на ближайшие годы намечено строительство еще 7 фабрик, которые находятся в стадии проектирования [1]. Это объясняется тем, что обогащенный уголь имеет более высокие качественные характеристики, чем рядовой. При этом увеличивается его отпускная цена и снижается доля транспортных расходов в себестоимости продукции.

Проектирование обогатительных фабрик разделяется на две стадии: «проектная документация» и «рабочая документация», содержание которых устанавливается Постановлением Правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 года. Разработка проекта строительства обогатительной фабрики – процесс достаточно длительный и трудоемкий, требующий значительного объема исходных данных, их обработки и анализа.

Для сокращения сроков выполнения проектной документации в практике проектирования появляется стадия «предпроектные проработки», которая не является обязательной и не регламентируется нормативными документами. Предпроектные исследования могут выполняться научно-исследовательскими институтами при изучении месторождений с целью установления возможности использования минерального сырья, а также проектными организациями для определения основных проектных решений и обоснования инвестиций в строительство обогатительной фабрики.

Данная стадия проектирования обычно включает в себя:

- 1) детальное изучение и анализ исходных данных;
- 2) составление нескольких вариантов технологий обогащения;
- 3) расчет технологических показателей;
- 4) определение оптимальных параметров технологических процессов для получения максимального выхода товарной продукции заданного качества;
- 5) технико-экономическое сравнение вариантов.

По результатам предпроектных работ выбирается оптимальный вариант технологии обогащения угля, формулируются рекомендации, касающиеся технического оснащения процессов, и составляется техническое задание на разработку проектной документации. Предпроектные исследования, проведенные качественно, значительно повышают уровень проекта и позволяют более точно прогнозировать показатели работы проектируемой фабрики.

Однако, зачастую предоставляемые исходные данные не позволяют выполнить полный и достоверный расчет, вследствие чего необходимо применение различных методов моделирования технологии обогащения – физических, физико-химических и математических с применением средств вычислительной техники. К методам физического моделирования можно отнести: определение дробимости, измельчаемости и истираемости угля, расчет шламообразования. Физико-химическое моделирование процессов обогащения угля необходимо для определения параметров переработки шламов и обезвоживания продуктов обогащения и включает определение

флотируемости и флокулируемости шламов. Вышеупомянутые методы моделирования относятся в большей мере к исследованию свойств обогащаемого материала и уточнению исходных данных. Математическое моделирование применяется для выбора машинных классов, определения оптимальной плотности разделения при гравитационном обогащении, расчета технологических показателей процесса обогащения.

Прогнозирование ситового состава угля и выбор машинных классов крупности выполняется с помощью аппроксимации гранулометрических характеристик материала. Для этого из числа известных математических функций методом наименьших квадратов определяется аналитическое выражение, наиболее точно описывающее зависимость выхода и зольности класса от его крупности, которые используются для последующих вычислений.

Установление оптимального режима разделения в гравитационных аппаратах осуществляется на основании теоремы Рейнгардта о максимальном выходе суммарного концентрата заданной зольности [2]. Согласно теореме необходимо построить кривые обогатимости в соответствии с ГОСТ 4790-93 для всех машинных классов, обогащаемых гравитационными методами, указать требуемую зольность суммарного класса и по методике, описанной в [3], определить плотность разделения для каждого машинного класса. Сложность заключается в том, что традиционно построение кривых ведется вручную, на миллиметровой бумаге. Для повышения точности и снижения трудоемкости данной процедуры авторами разработан программный продукт [4], позволяющий на основании результатов расслоения угля в трех и более тяжелых жидкостях методами численного анализа строить кривые обогатимости (рис.) и определять по ним оптимальные плотности разделения для достижения наибольшего выхода концентрата.

Расчет качественно-количественных показателей обогащения каменных углей выполняется по разработанной математической модели технологической схемы фабрики. На основании известных закономерностей разделения минеральных комплексов в обогатительных аппаратах с учетом эффективности их работы рассчитываются показатели обогащения угля. После получения реальных показателей работы находящегося в эксплуатации конкретного оборудования, а также учитывая передовой опыт работы предприятий, перерабатывающих аналогичное сырье, параметры математической модели корректируются для повышения ее адекватности и увеличения достоверности расчетных показателей.

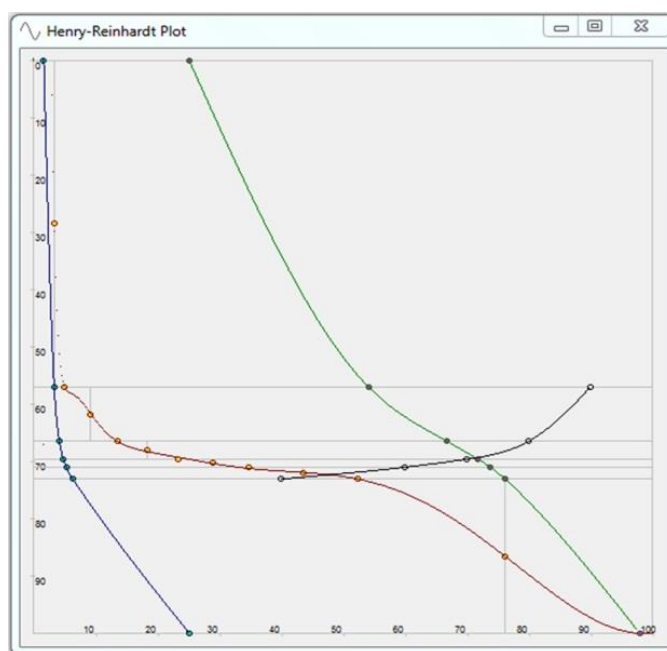


Рис. Кривые обогатимости угля

Кроме того, построенная математическая модель, реализованная в виде компьютерной программы, может использоваться после запуска фабрики для прогнозирования технико-экономических показателей работы и управления качеством выпускаемой товарной продукции.

Изложенный выше подход к проектированию обогатительных фабрик и выполнению предпроектных проработок используется в проектных организациях Кузбасса. К примеру, имеется положительный опыт внедрения данной методики проведения предпроектных исследований в ЗАО «Научно-исследовательский и проектный институт «Кузбасспроект» при выполнении проектной документации по реконструкции обогатительного модуля шахты «Галдинская Западная 1» ОАО «СУЭК-Кузбасс», а также при работе над другими проектами.

Литература

1. Антипенко Л.А., Ермаков А.Ю. Перспективы развития технологий обогащения углей Кузбасса и Восточной Сибири // Горная техника. – Москва, 2012. – № 1. – С. 136 – 140.
2. Артюшин С.П. Проектирование углеобогащительных фабрик. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
3. Соколов В.Г. Кривые обогатимости углей. – М.: Госгортехиздат, 1962. – 89 с.
4. Свидетельство о гос. рег. программы для ЭВМ № 2012613676. Интерполяция кривых обогатимости кубическими сплайнами / И.А. Королев, В.И. Удовицкий. – Заявка № 2012611251 от 22.02.2012; зарег. 19.04.2012.

ОСОБЕННОСТИ СВОЙСТВ НАНОПОРОШКА СЕРЕБРА, ПОЛУЧЕННОГО ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНЫМ МЕТОДОМ

А.Ю. Мосолков, Ф.Е. Сапрыкин

Старший научный сотрудник С.П. Журавков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нанопорошки серебра интересны своими уникальными свойствами, которые используются в различных отраслях промышленности и в медицине [1]. Проявление различных свойств зависит не только от размеров частиц серебра, но так же связано с их структурой, строением и средой, в которой их получают. Одним из известных методов получения наноразмерных порошков (НП) является электроискровое диспергирование (ЭИД). Целью данной работы являлось получение НП серебра (Ag) методом ЭИД в дистиллированной воде и гексане, а также изучение их физико-химических свойств.

В данной работе для получения наночастиц серебра нами использовалась установка по электроимпульсному диспергированию металлов. Экспериментальная установка состоит из импульсного источника питания и реактора, изготовленного из диэлектрического материала, в котором размещены электроды из Ag (рис. 1). Межэлектродный промежуток заполнен гранулами из Ag с диаметром 2÷4 мм, длиной 5÷8 мм. Под действием импульсов электрической энергии между гранулами Ag, находящимися в межэлектродном промежутке, возникает множество микрозарядов, вызывающих эрозию гранул. Вследствие небольших зазоров между контактирующими гранулами энергия импульса расходуется в основном на локальный нагрев металла в области контакта, испарение и отрыв мельчайших частиц металла от основы. В результате происходит плавление, испарение и разбрызгивание (диспергирование) расплавленного металла [3].

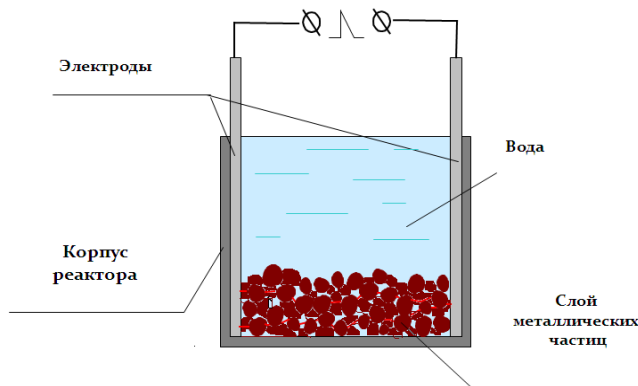


Рис. 1 Схема рабочего реактора электроимпульсного диспергирования

В качестве рабочей жидкости в реакторе использовали гексан и дистиллированную воду. Слой рабочей жидкости после каждого диспергирования над дисперсной металлической загрузкой, сливали в стакан. Затем в реактор заливали следующую порцию рабочей жидкости для повторения процесса. После накопления определенного количества порошка Ag в виде суспензии, проводили отстаивание частиц в специальном стакане в течение 10 минут, в ходе которых под действием гравитационных сил частицы с размером более 1 мкм выпадали в осадок. Затем верхнюю часть суспензии сливали и из полученной суспензии выделяли наноразмерные частицы Ag при помощи центрифуги. Полученные влажные осадки объединяли и сушили в вакуумном сушильном шкафу при температуре не более 40 °С.

Величину удельной поверхности порошка серебра определяли по тепловой десорбции азота с помощью анализатора удельной поверхности и пористости «Сорботметр М», который рассчитывает величину удельной поверхности исследуемого образца по методу БЭТ.

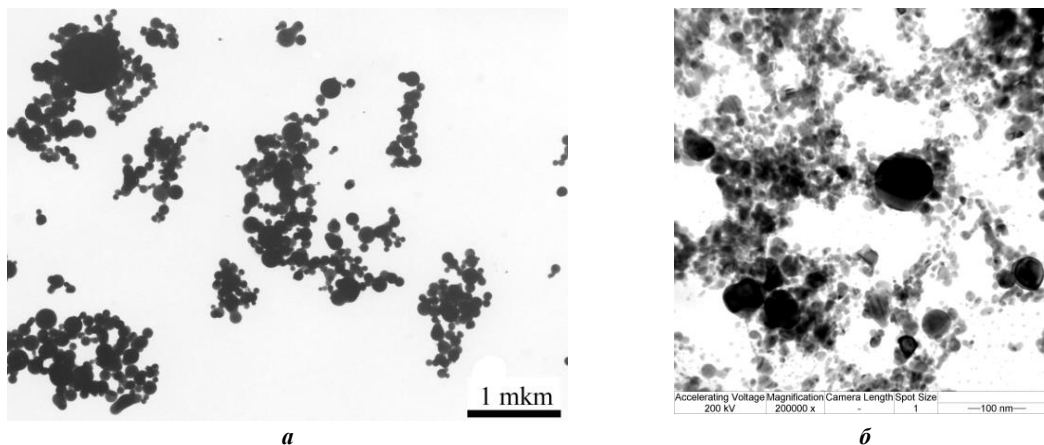
Для определения дзета-потенциала (ζ) использовался метод движущейся границы [4], определяли скорость перемещения границы раздела золь–контактная жидкость и рассчитывали электрофоретическую подвижность, по которой вычислялось электрокинетическое значение потенциала.

Исследование фазового состава и структурных параметров образца проводилось на дифрактометре Наносцентра ТПУ «Shimadzu XRD-7000» на $\text{CuK}\alpha$ -излучении.

Исследование морфологии наночастиц Ag проводили методом просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ) с помощью электронного микроскопа JEM-2100 (JEOL).

На рис. 2 (а, б) приведены микрофотографии образцов порошка Ag, полученных в гексане и дистиллированной воде. Согласно изображениям, представленным на рис. 2, форма частиц Ag преимущественно сферическая, присутствуют как крупные частицы, образующиеся в результате плавления и разбрызгивания металла, так и мелкие, происхождение которых, вероятно связано с испарением металла и последующей конденсацией паров.

Расчетная величина площади удельной поверхности для порошка Ag, полученного в гексане, составила $5,75 \text{ м}^2/\text{г}$, а для порошка полученного в воде она равнялась $3,44 \text{ м}^2/\text{г}$. Исходя из этих данных можно предположить, что у НП, полученного в гексане, на поверхности частиц образуется углеродная пленка, которая препятствует их агломерации в отличие от частиц полученных в воде.



а

б

Рис. 2. Микрофотографии частиц серебра:
а – полученные в воде; б – полученные в гексане

Важнейшей характеристикой наночастиц является электрокинетический потенциал или ζ -потенциал, который является характеристикой стабильности системы и способности частиц к агломерации. Экспериментальные данные по определению ζ -потенциала в водной суспензии частиц Ag, полученных в гексане, свидетельствуют о том, что все частицы Ag имеют значение ζ -потенциала на уровне $-59,73 \pm 11,68 \text{ мВ}$ (при $\text{pH} = 5,96$), а частицы Ag, полученные в дистиллированной воде, имеют значение $-60,28 \pm 11,74 \text{ мВ}$, что позволяет считать суспензии стабильными.

В результате проделанной работы были сделаны следующие выводы:

1. Природа дисперсионной среды влияет на величину удельной поверхности получаемых порошков.
2. Метод электроискрового диспергирования позволяет получать стабильные суспензии нанопорошков серебра, о чем свидетельствует величина дзета-потенциала.

Литература

1. Wong K.V., De Leon O. Applications of Nanofluids: Current and Future // Advances in Mechanical Engineering. – 2010. – P. 1 – 11.
2. Журавков С.П., Плотников Е.В., Мартынянов Д.В., Яворовский Н.А., Хассе У., Зандер С. Изучение свойств наноразмерных частиц серебра, полученных электроимпульсным методом // Известия вузов. Физика. – Томск, 2013. – Т. 56. – № 7/2. С. 141 – 145.
3. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии (Поверхностные явления и дисперсные системы). – М.: Химия, 1982. – 400 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО БУТИЛОВОГО КСАНТОГЕНАТА ПРИ ФЛОТАЦИИ ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ РУД

А.А. Муханова, Д.К. Турысбеков, Н.К. Тусупбаев

Научный руководитель главный научный сотрудник Н.К. Тусупбаев

АО «Центр наук о Земле, металлургии и обогащения», г. Алматы, Казахстан

В настоящее время совершенствование технологии обогащения руд цветных металлов с каждым разом ухудшается. Чтобы ускорить научно-технический прогресс и экономику на путь интенсификации большую роль играет дальнейшее развитие и совершенствование процессов обогащения руд, в частности, процесса флотации.

Задача повышения показателей флотационного обогащения осуществляется внедрением новых технологических схем, модификацией существующих и применением новых флотационных реагентов. Основными флотореагентами в горно-металлургической промышленности являются вспениватели Т-80, Т-92, ОПСБ, МИБК, а также фосфорорганические и сульфгидрильные собиратели (аэрофлоты, калиевые и натриевые

соли ксантогенатов первичных спиртов). Но производство этих реагентов в Республике Казахстан отсутствует. В данной работе нами предлагается использование для флотации полиметаллических руд нового модифицированного бутилового ксантогената, полученного на основе отходов спиртового производства - сивушного масла - смеси амилового, изоамилового и бутилового спиртов с примесью этанола и пропанола [1, 2].

Модифицированный бутиловый ксантогенат представляет собой смесь бутилового ксантогената и сивушного масла взятых в соотношении 1:3. Флотационное действие модифицированного бутилового ксантогената было проверено на медно-свинцово-цинковой руде Артемьевского месторождения в сравнении с традиционным бутиловым ксантогенатом.

Таблица 1

Результаты флотации руды Артемьевского месторождения с получением селективных концентратов при использовании модифицированного бутилового ксантогената по сравнению с базовым

Наименование продуктов	Выход, %	Содержание, %				Извлечение, %				Примечание
		Pb	Cu	Zn	Fe	Pb	Cu	Zn	Fe	
Си конц-т	7,5	1,5	26,9	6,4	30,2	1,4	59,7	1,8	13,9	Базовый БКс 15 г/т
Пр. пр. Си 2	4,2	13,4	10,9	16,7	15,8	6,9	13,5	2,6	4,1	
Пр. пр. Си 1	5,3	20,6	6,4	24,1	9,7	13,3	10,0	4,8	3,2	
Пен. контр.Си	3,7	4,9	4,6	14,2	6,9	2,2	5,0	2,0	1,6	
Кам. прод. Си	79,3	7,9	0,5	30,1	15,9	76,3	11,7	88,9	77,3	
Коллект. к-т	100	8,2	3,4	26,9	16,3	100	100	100	100	Модиф. БКс 10 г/т
Си конц-т	7,9	1,5	28,5	4,9	33,6	1,4	66,3	1,5	16,7	
Пр. пр. Си 2	3,4	10,3	13,4	7,3	14,3	4,2	13,4	1,0	3,1	
Пр. пр. Си 1	5,3	12,6	5,3	9,5	9,8	7,9	8,3	2,0	3,3	
Пен. контр.Си	4,2	10,9	5,9	8,9	11,3	5,4	7,3	1,5	3,0	
Кам. прод. Си	79,2	8,6	0,2	29,7	14,8	81,0	4,7	94,0	73,9	Базовый БКс 15 г/т
Коллект. к-т	100	8,4	3,4	25,0	15,9	100	100	100	100	
Pb конц-т	13,9	55,8	0,2	4,9	2,5	85,1	13,4	2,3	2,2	
Пр. пр. Pb 2	2,1	21,1	0,3	8,5	3,1	4,9	3,0	0,6	0,4	
Пр. пр. Pb 1	3,2	12,9	0,3	17,9	8,4	4,5	4,6	1,9	1,7	
Пен. пр. Pbфл.	2,9	3,9	0,3	7,4	4,9	1,2	4,2	0,7	0,9	Модиф. БКс 15 г/т
Камер. пр. Pb	77,9	0,5	0,2	36,1	19,1	4,3	74,8	94,5	94,8	
Камер. пр.Си	100	9,11	0,21	29,7	15,7	100	100	100	100	
Pb конц-т	14,1	56,1	0,2	4,2	2,0	90,1	14,8	2,0	1,9	
Пр. пр. Pb 2	2,4	9,4	0,1	8,9	2,6	2,6	1,3	0,7	0,4	
Пр. пр. Pb 1	2,9	3,7	0,1	15,6	2,8	1,2	1,5	1,5	0,5	Базовый БКс 25 г/т
Пен. пр. Pbфл.	3,7	4,1	0,1	6,6	2,1	1,7	1,9	0,8	0,5	
Камер. пр. Pb	76,9	0,5	0,2	36,9	19,1	4,4	80,5	95,0	96,7	
Камер. пр.Си	100	8,78	0,19	29,9	15,2	100	100	100	100	
Zn конц-т	53,2	0,7	0,1	52,9	1,9	54,8	53,2	78,9	6,1	
Пр. пр. Zn 2	4,3	0,6	0,1	44,3	6,2	3,8	4,3	5,3	1,6	Модиф. БКс 20 г/т
Пр. пр. Zn 1	5,8	0,6	0,1	36,6	9,1	5,1	5,8	6,0	3,2	
Пен. пр. Znфл.	4,9	0,5	0,1	36,8	8,2	3,6	4,9	5,1	2,4	
Fe конц-т	31,8	0,7	0,1	5,3	44,8	32,7	31,8	4,7	86,6	
Камер. пр. Pb	100	0,68	0,10	35,6	16,4	100	100	100	100	
Zn конц-т	55,3	0,6	0,1	54,5	1,9	55,6	55,3	83,5	6,2	Базовый БКс 15 г/т
Пр. пр. Zn 2	3,9	0,6	0,1	46,8	6,2	3,9	3,9	5,1	1,4	
Пр. пр. Zn 1	4,1	0,6	0,1	38,4	9,1	4,1	4,1	4,4	2,2	
Пен. пр. Znфл.	3,2	0,5	0,1	36,3	8,2	2,7	3,2	3,2	1,5	
Fe конц-т	33,5	0,6	0,1	4,2	44,8	33,7	33,5	3,9	88,6	
Камер. пр. Pb	100	0,60	0,10	36,1	16,9	100	100	100	100	

Схема флотации включала в себя измельчение руды до 70-75 % класса – 0,074 мм, основную коллективную медно-свинцово-цинково-пиритную флотацию, две перечистки коллективного концентрата и контрольную флотацию. В качестве собирателя использовали базовый бутиловый ксантогенат и модифицированный бутиловый ксантогенат, в качестве пенообразователя – Т-80.

В процессе флотационных исследований, был определен оптимальный расход модифицированного бутилового ксантогената в сравнении с бутиловым ксантогенатом. При расходе модифицированного бутилового ксантогената 75 г/т был получен коллективный концентрат с содержанием меди 11,6 %, свинца – 7,3 %, цинка – 31,2 %. Извлечение меди в коллективный концентрат составило 90,0 %, свинца – 87,2 % и цинка – 90,7 %. При оптимальном расходе бутилового ксантогената 85 г/т был получен коллективный концентрат с содержанием меди 6,9 %, свинца – 11,2 % и цинка – 31,5 %. Извлечение меди при этом составило 85,6 %, свинца – 85,5 %, цинка – 88,4 %.

Анализ полученных данных свидетельствует о том, что применение модифицированного бутилового ксантогената позволяет уменьшить расход реагента на 10 г/т по сравнению с бутиловым ксантогенатом и увеличить извлечение цветных металлов в коллективный концентрат на 1,6–4,5 % без потери качества концентрата.

Далее полученный коллективный концентрат подвергался разделению на медный, свинцовый и цинковый концентраты по прямой селективной схеме флотации.

Цикл медной флотации проводился после доизмельчения коллективного медно-свинцово-цинкового концентрата при pH=8. Доизмельчение коллективного концентрата проводилось в пределах 85–98 % класса – 0,074 мм.

В процессе прямой селективной флотации был определен оптимальный расход модифицированного бутилового ксантогената в сравнении с бутиловым ксантогенатом. При оптимальном расходе бутилового ксантогената 15 г/т был получен медный концентрат с содержанием меди 26,9 %, при извлечении – 59,7 %. Расход модифицированного бутилового ксантогената варьировался от 5 до 15 г/т. Расход пенообразователя Т-80 составлял 10 г/т. Использование модифицированного бутилового ксантогената при оптимальном расходе 10 г/т позволяет повысить извлечение меди в концентрат примерно на 5 %. В этом случае получен медный концентрат с содержанием меди 28,5 % при извлечении 66,3 %.

Далее по прямой селективной схеме проведены исследования по выбору оптимальных условий свинцовой и цинковой флотации с применением модифицированного ксантогената с получением свинцового и цинкового концентратов в сравнении с базовым бутиловым ксантогенатом. Расход базового бутилового ксантогената составлял в свинцовом цикле 15 г/т, в цинковом цикле – 25 г/т. Расход модифицированного бутилового ксантогената варьировался в свинцовом цикле от 5 до 20 г/т, в цинковом цикле – 10–25 г/т. Расход пенообразователя Т-80 в основной свинцовой флотации составлял 10 г/т, в основной цинковой флотации – 15 г/т. Анализ полученных данных показал, что с применением базового бутилового ксантогената получен свинцовый концентрат с содержанием свинца 55,8 % при извлечении 85,1 %. При оптимальном расходе модифицированного бутилового ксантогената 15 г/т, был получен свинцовый концентрат с содержанием свинца 56,1 % при извлечении 90,1 %, повышается извлечение свинца на 3–5 %.

Цинковый цикл флотации проводился при pH 10,0–10,5 с использованием в качестве активатора цинковых минералов медного купороса. Оптимальный расход модифицированного бутилового ксантогената составляет 20 г/т. В отличие от традиционного собирателя при использовании нового модифицированного бутилового ксантогената повышается извлечение цинка на 78,9–83,5 %, улучшается качества с 52,9–54,5%. В камерном продукте цинковой флотации при применении модифицированного бутилового ксантогената получен пиритный концентрат примерно такого же качества и извлечения как и при базовом бутиловом ксантогенате. Полученные результаты флотации руды Артемьевского месторождения с получением селективных концентратов при использовании модифицированного бутилового ксантогената в сравнении с базовым бутиловым ксантогенатом натрия приведены в таблице 1.

Таким образом, применение модифицированного бутилового ксантогената в схеме селективного разделения коллективного медно-свинцово-цинкового концентрата из руды Артемьевского месторождения показало его эффективность в сравнении с базовым бутиловым ксантогенатом. При этом отмечается повышение извлечения меди, свинца и цинка в разноименные концентраты на 3–5 % и снижение расхода реагента на 10–15 %.

Литература

1. Муханова А.А. Эффективность использования нового модифицированного ксантогената в цикле флотации полиметаллических руд // Вестник КазНАЕН «Модернизация казахстанской науки: вклад ученых в индустриально-инновационное развитие». – Алматы, 2013. – № 3. – С. 56 – 60.
2. Тропман Э.П., Сулаквелидзе Н.В., Русских Л.В. Эффективные флотационные реагенты, перспективы их промышленного применения // Химия и химическая технология на рубеже тысячелетий: III Всероссийская научная конференция. – Томск, 2004. – С. 97 – 99.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕРМИЧЕСКОГО РАЗЛОЖЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ В ПРОИЗВОДСТВЕ АКТИВИРОВАННОГО УГЛЯ ИЗ РИСОВОЙ ШЕЛУХИ ВО ВЬЕТНАМЕ

Нгуен Мань Хиеу

Научный руководитель профессор В.В. Коробочкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во Вьетнаме рис является главной культурой из всех сельхозпродуктов, его посевы занимают огромные площади по всей стране. В 2011 году по данным [3] продуктивность риса во Вьетнаме составила 42 миллиона тонн и продолжает увеличиваться. При переработке риса для экспорта и для внутреннего использования выбрасывают огромное количество шелухи, обычно эти отходы сбрасывают в канализацию, что приводит к загрязнению окружающей среды. В связи с этим поиск путей утилизации этих выбросов является актуальной проблемой.

В настоящее время существует несколько способов переработки рисовой шелухи: использование рисовой шелухи в производстве топливных брикетов, в шинной и в цементной промышленности и др. Но эти

способы переработки не дают большую экономическую эффективность, так как в производстве топливных элементов не утилизируют значительное количество диоксида кремния, который входит в состав золы шелухи риса, и наоборот, в шинной и цементной промышленности используют в основном только кремниевую часть шелухи. Поэтому поиск новых путей переработки рисовой шелухи, которые позволяют одновременно утилизировать и кремниевую и углеводородную часть является важной задачей [1-2].

Предлагается новый способ переработки рисовой шелухи, который позволяет получить в одном технологическом цикле активированный уголь и диоксид кремния. Сущность способа заключается в следующем: сжигание исходного сырья при оптимальном температурном режиме, обработка полученной золы щелочью, отделение угля от жидкого стекла, активация полученного угля, переработка жидкого стекла в диоксид кремния. Технологическая схема процессов иллюстрируется на рисунке 1.



Рис. 1 Технологическая схема процессов переработки рисовой шелухи с получением активного угля и диоксида кремния

Температура сжигания шелухи является важным фактором, влияющим на скорость карбонизации и качество полученного активного угля. В данной работе был исследован процесс термического разложения рисовой шелухи с целью определения оптимального температурного режима сжигания. В качестве объекта исследования была использована рисовая шелуха с равнины Красной реки Вьетнама. Ниже приведена кривая ТГА рисовой шелухи.

Из рисунка видно что, при температуре ниже 150 °С происходит процесс испарения воды из шелухи, при температуре 250–350 °С протекает процесс резкого разложения лабильных органических веществ; большинство органических веществ разлагается в этом интервале. При дальнейшем увеличении температуры до 600 °С происходит разложение остальных органических соединений.

Чтобы определить количество угля в полученном после карбонизации продукте использовали метод абсолютного сжигания, т.е. навеску продукта сжигали в течение длительного времени и регистрировали снижение массы. Результаты анализа показали, что в содержание угля в продукте составляет 54–56 % мас., а сумма диоксида кремния и других оксидов составляет 44–46 % мас.

При температуре сжигания выше 850 °С оказывается перегретым и поверхность имеет белый цвет, что говорит о наличии диоксида кремния, выделяющегося после сжигания. Вместе с тем с увеличением температуры, пористость полученного угля снижается, поэтому его активность уменьшается. Структура золы после сжигания при температуре 850 °С показана на рисунке 3.

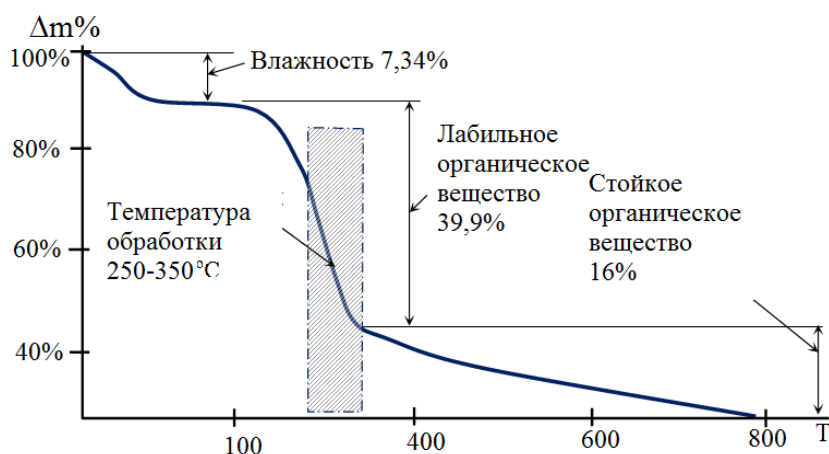


Рис. 2 Термогравиметрический анализ рисовой шелухи



Рис. 3 Структура золы после сжигания при температуре 850 °C
 а - поверхность золы огрубела из-за перегрева; б - головка отделившегося диоксида кремния;
 в - пористость полученного угля снизилась

Из вышесказанных исследований можно сделать вывод о том, что из рисовой шелухи можно получить и активированный уголь, и диоксид кремния. Режим сжигания играет важную роль в производстве активированного угля из рисовой шелухи. Чтобы получить активированный уголь с хорошей активностью температура сжигания должна быть меньше 850 °C.

Литература

1. Земнухова Л.А. Отходы производства риса – рисовая солома и шелуха – прибыльное, но невостребованное сырьё для промышленности [Электронный ресурс], <http://trud-ost.ru/?p=114491>.
2. Сапрыкина Л.В., Киселева Н.В. Состояние и перспективы термической переработки рисовой шелухи // Химия древесины. – Москва, 1990. – № 6. – С. 3–7.
3. Taik Nam Kim, Nguyen Van Tu, Nguyen Ngoc Minh. Исследование и производство активированного угля из рисовой шелухи во Вьетнаме // Наука и техника металлов. – 2011. – С. 38.

СПОСОБЫ КОНЦЕНТРИРОВАНИЯ ПЛАТИНЫ И РЕНИЯ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ИХ СОДЕРЖАНИЙ В МИНЕРАЛЬНОМ СЫРЬЕ

Е. Г. Пакриева, Ю. А. Оськина

Научный руководитель профессор Н.А. Колпакова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России актуальна проблема глубокой и комплексной переработки минерального сырья. Большинство традиционных месторождений благородных и редких металлов истощены. Поэтому необходим поиск нетрадиционных комплексных месторождений.

В Инновационном научно-образовательном центре «Золото-платина» Томского политехнического университета разрабатываются методики электрохимического анализа благородных и редких металлов и новые критерии прогнозирования и поиска комплексных золото-платиноидно-редкометалльных месторождений [4, 5].

Основная трудность при выделении перспективных объектов на комплексное оруденение – отсутствие надежных и экспрессных методов анализа на благородные и редкие металлы. Это связано с аналитическими сложностями. В первую очередь – недостатком методик с высокой чувствительностью и хорошей воспроизводимостью анализов. Кроме того, большой рассеянностью и низкими содержаниями благородных и редких металлов в минералах и породах.

Коллектив центра «Золото-платина» для анализа Au, Re, элементов платиновой группы в разных типах пород, руд, минералов использует вольтамперометрический метод, в частности инверсионную вольтамперометрию. Этот метод прост, недорог, экспрессен и достаточно чувствителен (до 10^{-8} мас. %). В центре впервые разработаны методики вольтамперометрического определения золота, палладия, платины, осмия, иридия, рения и др. [1–3].

В связи с низкими концентрациями благородных и редких металлов в рудах и породах и их частым совместным накоплением в разных соотношениях, необходимо проводить предварительно стадию концентрирования и выделения этих металлов перед анализом.

Для выделения определяемого металла из матрицы пробы существуют различные химические схемы анализа. Они учитывают особенности аналитического метода определения металла. Сочетание отдельных методик концентрирования и выделения анализируемых металлов для создания оптимальной схемы анализа – сложная и необходимая задача аналитических исследований.

При определении металлов методом вольтамперометрии установлено влияние всех компонентов пробы. Это мешает анализу и искажает результаты. Поэтому для каждого металла разработана своя оптимальная схема анализа.

Платина

Навеску анализируемой пробы массой 1 г помещают в корундовый тигель и обжигают в муфельной печи при $t=700$ °С в течение 1 часа для избавления от воды и летучих соединений (S, CO₂, As, Sb, Hg и др.) Для разложения силикатов охлажденный тигель обрабатывают 5-кратным избытком концентрированной HF. Затем осторожно нагревают смесь при $t=170$ °С до появления белых паров, связанных с образованием летучей SiF₄. Раствор выпаривают на электрической плитке досуха. Если анализируемая проба содержит большое количество силикатов, обработку повторяют.

Сухой остаток в тигле растворяют в 10-15 мл «царской водки» при кипячении в течение 20 минут. При этом почти вся платина и палладий, в виде H₂[PtCl₆] и H₂[PdCl₆], частично родий, иридий, в виде H₃[RhCl₆] и H₂[IrCl₆], и основная масса неблагородных металлов (железо, медь, свинец и др.) переводятся в раствор. В нерастворенном остатке содержатся кварц, соединение осмия с иридием.

Платина в растворе находится в виде двух комплексов: H₂[PtCl₆] – большая часть – и (NO₂)[PtCl₆]. Для разрушения комплекса (NO₂)[PtCl₆] в раствор добавляют 1 мл HCl при кипячении 15 минут. При этом вся платина переходит в комплекс H₂[PtCl₆].

Жидкий осадок переносят на воронку с фильтром «синяя лента». По окончании фильтрования фильтр промывают бидистиллированной водой. Фильтрат выпаривают до «влажных» солей.

Растворы с «влажными» солями разбавляют небольшим количеством воды и проводят осаждение по каплям NaOH до «схватывания» осадка. При этом происходит окисление «неблагородных» металлов, в частности железа, до высших степеней окисления. Платина переходит в другой комплекс – гексахлорплатинат натрия H₂[PtCl₆].

Полученные гидроокиси различных металлов отделяют от комплексного соединения платины (IV) путем непродолжительного фильтрования. Фильтрат выпаривают до сухого остатка.

В колбы с сухим остатком по каплям добавляют HCl для нейтрализации избытка NaOH, а также для перехода платины в хлоридные комплексы [PtCl₆]²⁻. Полученную «шипящую» смесь оставляют на плите для выпаривания до сухого остатка.

Упаренный раствор разбавляют до растворения осадка бидистиллированной водой и отправляют на анализ для определения платины методом инверсионной вольтамперометрии.

В таблице 1 приведены метрологические показатели правильности схемы анализа.

Таблица 1

Результаты определения содержания платины (IV) в стандартных образцах (СО)
медно-никелевых руд (n=9, P=0,95)

СО	Содержание Pt в СО, г/т	Найдено Pt, г/т	Относительное значение показателя точности ±δ, %
СОП 107.1	4,1	3,0	37
ВП-2	2,64	3,18	39
СОП 108.1	2,50	1,87	40

Рений

Для выделения рения нами выбран дистилляционный метод, основанный на летучести рения в виде ReO_7 из горячих высококипящих растворов. При выделении рения большую роль играет температурный режим дистилляции, скорость пропускания газов. Несоблюдение этих условий приводит либо к неполной отгонке рения, либо к частичной отгонке молибдена (в основном отгонка используется для отделения рения от молибдена).

Отгонку рения нами рекомендовано вести из 98% H_2SO_4 при 290-300 °С в токе воздуха. В дистиллят переходят в основном Se, As (III), в сравнительно меньших количествах – Hg, Sb, Mo, Bi и Te.

Для перевода рения в раствор навеску пробы смачивают 1 М NaOH и добавляют 30 % H_2O_2 в соотношении 1:4. Растворы гидроксида натрия с пероксидом водорода растворяют молибден, вольфрам, рений с образованием соответствующих кислот. Пероксид водорода также окисляет элементную серу. После разложения пробу перегоняют в течение 30-40 минут, и рений переходит в раствор в форме переннат-иона $[\text{ReO}_4^-]$.

Оценка правильности методики проводилась методом «введено-найдено». Для этого к навеске стандартного образца доломита $\text{CaMg}[\text{CO}_3]_2$, не содержащего рений, добавляли известную концентрацию стандарта перренат-иона. Затем проводили все стадии химической пробоподготовки и вольтамперметрическим методом фиксировали полученные результаты (табл. 2).

Таблица 2

Результаты оценки правильности методом «введено-найдено» (n=9; P=0,95)

Введено рения, г/т	Найдено рения, г/т	Относительное значение показателя точности $\pm\delta$, %
0,200	0,209	36
0,500	0,516	34
2,000	2,084	33

Научные исследования, проводимые в Инновационном научно-образовательном центре «Золото-платина» Национального исследовательского Томского политехнического университета под руководством профессора, д.г.-м.н. А. Ф. Коробейникова, позволили оценить вольтамперметрическим методом содержания платины, золота, рения и других металлов в ряде золоторудных, медно-порфириновых, редкометалльных, железорудных и других типах месторождений Сибири, Урала, Тывы, Казахстана (Сухой Лог, Нежданкинское, Саралинское, Ольховско-Чебижинское, Коммунарское, Воронцовское, Бакырчинское, Боко-Васильевское и др.), где были установлены повышенные содержания этих металлов, вплоть до промышленно-значимых [4, 5].

Данное исследование позволило разработать рациональные методы пробоподготовки при анализе минерального сырья на Pt и Re, что дает теоретическую базу для разработки и уточнения технологий прогнозирования, поисков и оценки нетрадиционных и традиционных типов стратегически важного минерального сырья

Работа выполнена в рамках гос. задания «Наука» № 1.1312.2014.

Литература

1. Ustinova E.M., Gorchakov E.V., Kolpakova N.A. Anodic stripping determination of Pt (IV) based on the anodic oxidation of In from electrochemically deposited Pt-In alloy phases // J. Solid State Electrochem., 2012. – Vol. 16. – № 7. – P. 2425 – 2428.
2. Пат. 2426108 Россия МПК G 01 №27/06. Способ определения платины в рудах методом инверсионной вольтамперметрии. Габдурахманова (Устинова) Э. М., Глызина Т.С., Горчаков Э.В., Колпакова Н.А. Заявлено. 30.04.2010; Оpubл. 10.08.2011, Бюл. № 22. – 6 с.: ил.
3. Пат. 2490625 Россия МПК G01N27/48. Способ определения рения кинетическим вольтамперметрическим методом в водных растворах природного и техногенного происхождения. Глызина Т.С., Горчаков Э.В., Колпакова Н.А., Оськина Ю.А., Устинова Э.М. Заявлено 14.03.2012; Оpubл. 20.08.2013, Бюл. № 23. – 6 с.: ил.
4. Коробейников А.Ф. Платинометалльные месторождения мира. Т. III. Комплексные золото-редкометалльно-платиноидные месторождения. – М.: Научный мир, 2004. – 236 с.
5. Коробейников А.Ф. Научные основы прогнозно-минералогических и поисковых исследований на благороднометалльное оруденение // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. – Томск, 2011. – Т. 318. – № 1. – С. 14 – 22.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ХВОСТОВ ОБОГАЩЕНИЯ РУД БОМ-ГОРХОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Д. Соколова, А.А. Стрельцова

Научные руководители доцент И.В. Фролова, доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Несмотря на значительные запасы полезных ископаемых и сокращение в последние годы ресурсопотребления, истощение минеральных ресурсов является одной из важнейших проблем в России [1]. Важной составной частью общей стратегии рудной отрасли, в том числе вольфрамовой, является рост использования отходов рудообогащения, как дополнительных источников минерального сырья. Кроме того, хранилища отходов рудообогащения являются объектами повышенной экологической опасности из-за их негативного воздействия на воздушный бассейн, подземные и поверхностные воды, почвенный покров на обширных территориях [2].

Производство продукции из техногенных месторождения, как правило, в несколько раз дешевле, чем из специально добываемого сырья, и характеризуется быстрой окупаемостью капиталовложений. Однако сложный минералогический, химический и гранулометрический состав хвостохранилищ, а также широкий набор содержащихся в них полезных ископаемых затрудняет расчет суммарного экономического эффекта от их переработки и определяет индивидуальный подход к оценке каждого хвостохранилища [2].

Объектом исследования в данной работе явились хвосты обогащения вольфрамовых руд Бом-Горхонского месторождения, расположенные в Петровско-Забайкальском р-не Читинской области на водоразделе рек Бом-Горхон, Мышетая и Зун-Тигня. Для выполнения исследований использовалась представительная технологическая проба лежалых хвостов обогащения вольфрамовых руд. Подготовку проб исследуемого материала осуществляли по ГОСТ 14180-80 «Руды и концентраты цветных металлов. Методы отбора и подготовки проб для химического анализа и определения влаги».

По данным, полученным из лаборатории ООО «Старательская артель «Кварц», хвосты обогащения содержат две разновидности: кварцевую и грейзеновую. Первая представлена белым кварцем с гюбнеритом, пиритом, сфалеритом, кассетиритом, козалитом, серым сливным кварцем с гюбнеритом и другими рудными минералами, вторая – в основном кварцем, полевыми шпатами и слюдой, в меньшем количестве присутствуют пирит, гюбнерит, сфалерит, лимонит, шеелит. Кроме основного элемента вольфрама, имеются попутные компоненты – висмут и олово.

Физико-механические характеристики хвостов обогащения определяли по ГОСТ 25732-88. Влажность исследуемого материала составила 0,82 %, насыпная плотность – 1410 кг/м³, удельная поверхность – 711 см²/г. Гранулометрический состав руды, проведённый методом ситового анализа, представлен на рис. 1.

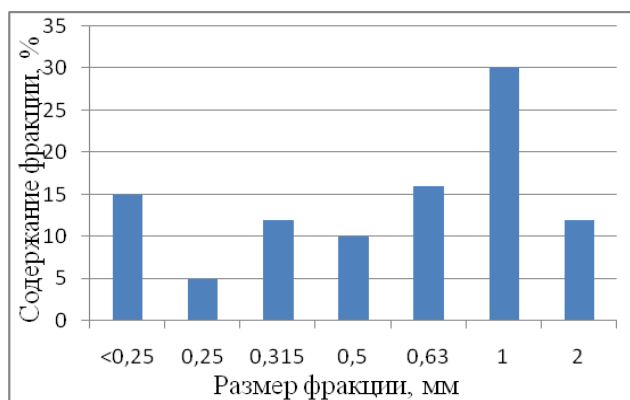


Рис. 1 Гистограмма распределения частиц по размерам

Как видно из рисунка, исследуемый материал является полидисперсным и представлен как мелкими частицами, так и более крупными агломератами. На следующем этапе работы был определён элементный состав хвостов обогащения для каждой фракции методом атомно-эмиссионной спектроскопии с ИСП. Результаты определений приведены в таблице.

Как видно из таблицы, максимальное содержание вольфрама имеет фракция < 0,25 мм и более 2 мм. Минимальное содержание присутствует во фракциях -0,63 +0,25 мм.

На следующем этапе работы проведён рентгенофазовый анализ проб хвостов обогащения для каждой фракции на дифрактометре ДРОН-2.

В результате расшифровки и сравнения рентгенограмм разных фракций, установлено неравномерное распределение компонентов по фракциям. Общим компонентом всех фракций является нестехиометрический оксид кремния, которому соответствуют рефлексии в диапазоне 5-13 2 θ .

Таблица

Результаты атомно-эмиссионной спектроскопии исследуемого материала

Размер фракции, мм	Содержание элементов, мг/кг				
	Cd	Cu	Ni	W	Zn
>2	20,26	9,80	5,05	1787,0	1607,0
-2+1	14,64	36,75	4,79	1084,0	1163,0
-1+0,63	13,14	25,76	4,49	1110,0	1025,0
-0,63+0,5	14,95	25,27	4,69	736,7	1175,0
-0,5+0,315	7,65	17,40	3,75	706,4	641,8
-0,315+0,25	8,36	36,50	4,63	524,7	630,7
<0,25	50,76	29,21	5,33	1239,0	4400,0

Основным компонентом фракций -0,25+0 и -0,63+0,5 являются магнетит Fe_3O_4 и оксид железа Fe_2O_3 . Так же в составе этих фракций содержится небольшое количество оксида кремния (кварца) SiO_2 (больше в составе фракции -0,63+0,5). При этом, если в составе самой мелкой фракции преобладает Fe_2O_3 , то в составе фракции -0,63+0,5 указанные оксиды железа присутствуют примерно в равном количестве.

В составе остальных фракций оксиды железа отсутствуют, а основной фазой является кварц SiO_2 . Алумосиликат натрия, кальция $(Na,Ca)(Si,Al)_4O_8$ и алумосиликат натрия, калия, содержащий ионы алюминия, магния, железа $(K,Na)(Al,Mg,Fe)_2(Si_{3,1}Al_{0,9}O_{10})(OH)_2$ содержатся в этих фракциях. Однако, если содержание первого соединения велико во фракциях -0,315+0,25, -0,5+0,315, > 2,0, то второе соединение в значительных количествах входит в состав фракций -1,0+0,63 и -2,0+1,0.

Таким образом, проведенные исследования показали, что содержание вольфрама по фракциям распределено неравномерно. Наибольшее содержание вольфрама в мелкой и крупной фракции свидетельствует о том, что зёрна вольфрама имеют размер преимущественно менее 0,3 мм. Это значит, что доизмельчение хвостов обогащения до фракции менее 0,3 мм позволит вскрыть породу и доизвлечь вольфрамсодержащие минералы.

Литература

1. Дерягин А.А., Котова В.М., Никольский А. Оценка перспектив вовлечения в эксплуатацию техногенных месторождений // Маркшейдерия и недропользование. – Москва, 2001. – № 1. – С. 15 – 19.
2. Смолдырев А.Е. Возможности отработки хвостохранилищ // Горный журнал. – Санкт-Петербург, 2002. – № 7. – С. 54 – 56.

СУХАЯ МАГНИТНАЯ СЕПАРАЦИЯ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ УГЛЕЙ КУЗНЕЦКОГО БАССЕЙНА

В.А. Соколова, А.А. Шабеева

Научный руководитель доцент О.И. Налесник, ассистент Е.В. Степанова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди попутных продуктов промышленности одно из первых мест по объему выхода занимают золы и шлаки, образующиеся при сжигании угля на электростанциях (ТЭС, ГРЭС). Органическая составляющая угля сгорает, минеральная (несгорающая) образует твердые остатки: шлак и мелкодисперсную золу-уноса, которая смешивается с водой и вместе со шлаком в виде пульпы сбрасывается в золоотвал [1]. По данным Всероссийского теплотехнического научно-исследовательского института, при сжигании твердых видов топлива ежегодно образуется 40-50 млн. т золошлаковых материалов, при этом большая их часть попадает в золоотвалы [2]. На 2003 г. в золоотвалах, расположенных на территории Томска, находится около 1700 тыс. т. золошлаковых материалов. На данный момент главной проблемой является переполненность золоотвалов и отсутствие масштабной переработки золошлаковых материалов.

Целью нашей работы является определение гранулометрического состава и содержание магнитной фракции. Объектом исследования является золошлаковый материал, образовавшийся при сжигании Кузбасского угля. Исследуемая проба была собрана на золоотвале Томской ГРЭС-2. Присутствие в отходах значительного количества железа в виде магнетита и оксида железа трехвалентного определяет возможность их выделения методом магнитной сепарации[3].

Полученный влажный материал, в котором находились агрегированные частицы, были разрушены и подвержены естественной сушке в течении суток. Затем был проведен ситовой анализ. Навеска массой 500 г была просеяна через набор сит (от 7 до 0,1 мм), установленном на вибростоле, в течении 15 минут. Далее был определен гранулометрический состав золошлакового материала, результаты которого представлены на рис. 1.

Из данной гистограммы можно сделать вывод что основная масса продукта приходится на класс — 0,25+0 мм.

Далее было проведено выделение магнитной части из навески. Для этого был применен магнитный сепаратор «ЭВС-10/5». Допустимый диапазон размера частиц данного сепаратора от 0,3 до 2 мм, поэтому для исследования отбирались следующие фракции: от 2 до 1 мм; от 1 до 0,63 мм; от 0,63 до 0,5 мм; от 0,5 до 0,315 мм.

Взяв навески по 20 г и установив силу тока 0,5 А, была выделена магнитная часть. Для более качественного отделения магнитная часть каждой фракции была пропущена через рабочую зону сепаратора четыре раза. Были созданы условия, при которых скорость подачи пробы была постоянной, что уменьшает степень погрешности. После этого была взвешена магнитная и немагнитная части, учитывая потери, и был рассчитан выход магнитной фракции. Результаты измерений приведены в табл. 1.

Из таблицы видно, что выход магнитных частиц является завышенным, так как при магнитной сепарации сухого материала происходит электризация поверхности всех частиц и захват магнитными наэлектризованных немагнитных частиц.

Так же в результате сжигания происходит спекание минеральной части угля с захватом немагнитных частиц в спек, что увеличивает магнитную долю. В результате она может в несколько раз превышать содержание магнитных частиц.

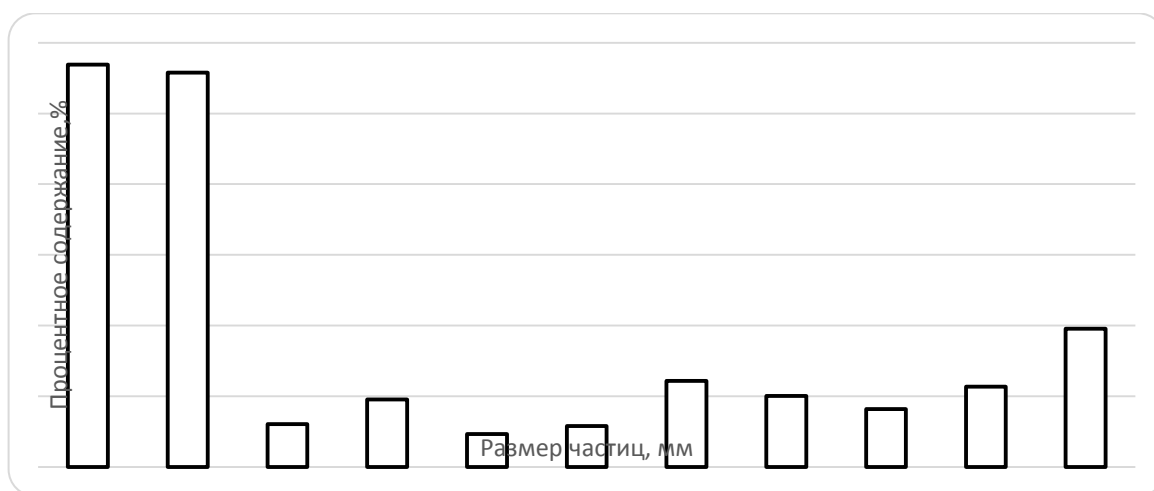


Рис. 1 Гранулометрический состав золошлакового материала

Таблица 1

Исследование разных фракций на электромагнитном сепараторе

Число перечистных стадий, N	Размер частиц, мм			
	2 – 1	1 – 0,63	0,63 – 0,5	0,5 – 0,315
	Содержание магнитных частиц, %			
1	76,86	70,62	71,71	67,74
2	72,3	66,65	65,58	62,79
3	69,24	63,69	63,77	55,56
4	64,35	60,45	61,82	51,12

Так как в сепараторе используется переменный ток, целесообразно провести магнитную сепарацию постоянными неодимовыми магнитами.

Результаты представлены в таблице 2. При использовании постоянного магнита выход магнитной фракции уменьшился более чем в 10 раз по сравнению с выходом полученным при использовании электромагнита.

Основная масса магнитных частиц приходится на фракции в диапазоне размеров от 0,25 до 0 мм.

Общее количество магнитной фракции во всем исследуемом диапазоне частиц составило около 8%, что совпадает с литературными данными. Это говорит о целесообразности использования постоянных магнитов для выделения магнитной фракции.

Таблица 2

Исследование при использовании постоянных магнитов

Размер частиц, мм	-0,1+0	-0,25+0,1	-0,315+0,25	-0,5+0,31	-0,63+0,5	-1+0,63
$m_{\text{магн}}, \text{г}$	1,825	1,285	0,410	0,565	0,605	0,515
$m_{\text{немагн}}, \text{г}$	7,975	8,660	9,560	9,405	9,345	9,475
$\Sigma, \text{г}$	9,800	9,949	9,970	9,970	9,950	9,99
$E, \%$	18,62	12,91	4,11	5,67	6,1	5,15

Так как на большинстве тепловых электростанций используется гидроудаление золошлакового материала, то целесообразно будет извлечение магнитной фракции из мокрой среды. Это не только исключит стадию сушки материала, но и избавит от электризации поверхности частиц и захвата немагнитных частиц в магнитную часть. То есть дальнейшая работа будет заключаться в проведении мокрой сепарации с изменением содержания твердого питания.

Литература

1. Гордиенко В.А. Введение в экологию / По материалам с сайта www.nuclphys.sinp.msu.ru. 2009г.
2. Зырянов В.В., Зырянов Д.В. Зола-уноса – техногенное сырье. – М.: ИИЦ «Маска», 2009. – 319 с.
3. Кизильштейн Л.Я., Дубов И.В. Компоненты зол и шлаков ТЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1995. –176 с.

ПОЛУЧЕНИЕ ВОДОСТОЙКОГО МАГНЕЗИАЛЬНОГО ВЯЖУЩЕГО НА ОСНОВЕ ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

Е.В. Тимофеева

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Производство строительных материалов служит материально-технической базой любого строительства, поэтому развитию и совершенствованию этой отрасли придается большое значение. В настоящее время одним из главных направлений технического прогресса в промышленности строительных материалов стало более широкое использование минерального сырья, создание комплексных производств. Иркутская область известна своими богатейшими запасами минерального сырья, нашедшего применение в силикатной промышленности. Одним из наиболее перспективных видов минерального сырья является магнезит, который может быть использован для производства магнезиальных вяжущих и изделий на их основе.

Применение в производстве строительных материалов магнезиального вяжущего требует учета особенностей его гидратации и формирования структуры при твердении, обеспечивающих магнезиальному камню и изделиям на его основе необходимые свойства, такие как прочность, водостойкость, так как главным недостатком магнезиального вяжущего является низкая водостойкость, что сдерживает области его применения.

Одним из направлений повышения водостойкости магнезиальных вяжущих является введение добавок в состав смешанного магнезиального вяжущего. Использование природных добавок в составе смешанных магнезиальных вяжущих представляет практический и научный интерес, в частности для выяснения механизма формирования водостойких структур.

Работа посвящена разработке магнезиального вяжущего на основе техногенного сырья и цемента Сореля.

Цемент Сореля, получаемый в системе $\text{MgO}-\text{MgCl}_2-\text{H}_2\text{O}$ обеспечивает достижение высоких прочностей технического камня. Основной недостаток последнего – низкая водо- и химическая стойкость. Для повышения водостойкости в магнезиальное вяжущее вводится добавка.

Исходными предпосылками при выборе сырья для смешанных магнезиальных вяжущих послужили следующие предположения. Во-первых, введение изначально водостойких, с определенным набором характеристик и свойств сырья существенно улучшит свойства затвердевшего вяжущего. Во-вторых, возможно проникновение и распределение неводостойких добавок, как исходных (MgO , MgCl_2), так и продуктов их гидратации (особенно $5\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$), в пустотах кристаллической структуры и микроструктуры высокодисперсного силикатного компонента. В-третьих, не исключается возможность химического взаимодействия продуктов твердения, находящихся в метастабильном состоянии, с дефектной поверхностью силикатного компонента.

В качестве объекта исследования был выбран брусит. При этом он является активной добавкой в смеси MgO и MgCl_2 . Вяжущее готовилось следующим образом: вначале измельчали брусит в шаровой или

планетарно-центробежной мельнице, после чего затворяли раствором $MgCl_2$ в количестве 24-30% от сухой смеси. Свойства полученных магнезиальных вяжущих представлены в табл. 1.

Таблица 1

Физико-механические свойства магнезиальных вяжущих								
Система	Способы измельчения	Предел прочности при сжатии после твердения 28 сут. в среде, МПа; коэффициент хим. ст. отн. ед.						
		Воздух	Вода		3% $MgSO_4$		3% $MgCl_2$	
$MgO - MgCl_2 - H_2O$		40 л -	0	0	0	0	0	0
$MgCl_2$ -брусит	шар. мел.	30 -	30	1,0	28	0,87	28	0,87
	ПЦМ	50 -	45	0,90	40	0,78	45	0,90

Данные табл. 1 свидетельствуют, что в случае использования брусита в составе магнезиального вяжущего наблюдается увеличение прочности в 1,13–2,18 раза (до 50 МПа), коэффициент размягчения достигает 0,8–0,9.

Материал обладает соле- и кислотостойкостью.

Это может быть объяснено тем, что брусит выполняет двойную роль: с одной стороны, частица брусита представляет собой ядро заполнителя, обладающего водо- и химической стойкостью, с другой стороны, активная поверхность частиц играет роль подложки, на которой начинается акт химического взаимодействия брусит – $MgCl_2$.

Основа твердения каустического магнезита – химическое взаимодействие MgO и $MgCl_2$ в системе. При таком взаимодействии образуются в различных соотношениях три соединения: гидроксид магния, пента-, тригидроксидхлорид магния. Кинетику химического взаимодействия и фазовые переходы продуктов твердения в смешанных магнезиальных вяжущих и параллельно в системе каустический магнезит–раствор $MgCl_2$ изучали при твердении их в низкоконцентрированных суспензиях (соотношение твердой и жидкой фаз составляло 1:50) по изменению состава жидкой и твердой фаз химическими и рентгеновскими анализами.

По данным ДТА и РФА основным продуктом твердения классического магнезиального вяжущего является триоксигидрохлорид магния, пентаоксигидрахлорид магния и брусит.

В продуктах твердения разработанного вяжущего обнаруживаются такие же соединения. Дополнительно обнаружены новообразования, разлагающиеся при 625 °С.

Вероятно, что на поверхности частиц наблюдается химическое срастание с образующимся триоксигидрохлоридом, пентаоксигидрахлоридом магния.

Подтверждением тому служит механической прочности, водо- и химической стойкости при увеличении удельной поверхности магнезиальных силикатов при одинаковом соотношении компонентов смешанного магнезиального вяжущего. То есть, по мере увеличения дисперсности магнезиальных силикатов увеличивается вероятность образования продуктов гидратации с новыми свойствами за счет срастания продуктов кристаллизации смеси $MgO - MgCl_2$ с поверхностью заполнителя.

Таким образом, использование брусита в сочетании с цементом Сореля позволяет получить новый класс магнезиальных вяжущих, отличающихся повышенными водо- и химической стойкостью.

Литературы

1. Бутт Ю.М., Тимашев В.В. Практикум по химической технологии вяжущих материалов. – М.: Высшая школа, 1973. – 504 с.
2. Вайвад А.Я. Магнезиальные вяжущие вещества. – Рига: Зинатне, 1972. – 310 с.
3. Использование попутных продуктов обогащения железных руд в строительстве на Севере / Под ред. П.И. Боженова. – Л.: Стройиздат. Ленингр. отделение, 1986. – 176 с.
4. Верещагин В.И., Кацук И.В., Котенко Л.К. Воздействие высоковольтного импульсного разряда на карбонаты и силикаты // Тез. докл. XI Всесоюз. симп. по механохимии и механоэмиссии тв. тел. – Чернигов, 1990.
5. А. с. № 1353787 Способ получения неорганических пигментов. Верещагин В.И., Майдунов В.А., 1987. – № 43.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ КАРБОНИЗАЦИИ ПРОДУКТА НЕРАВНОВЕСНОГО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ МЕДИ И АЛЮМИНИЯ НА ЕГО ФАЗОВЫЙ СОСТАВ

Н.В. Усольцева

Научный руководитель профессор В.В. Коробочкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время уделяется большое внимание синтезу таких соединений, как слоистые двойные гидроксиды (СДГ), в межслоевом пространстве которых располагаются различные анионы, в частности, карбонат-ионы [7]. Медь-алюминиевый слоистый двойной гидроксид, как прекурсор широко распространенной медь-алюминиевой оксидной системы, привлекает большое внимание исследователей. Современные способы получения СДГ предполагают использование реагентов – источников карбонат-ионов в избыточном количестве

[6, 8]. Разработанный электрохимический способ получения наноразмерных энергонасыщенных оксидных систем позволяет осуществлять самопроизвольную карбонизацию на воздухе с формированием СДГ [1].

Содержащийся в воздухе диоксид углерода, адсорбируясь на поверхности металлов или оксидов, формирует карбонаты или гидрокарбонаты в случае, когда данные соединения обладают низким произведением растворимости. Повышенная активность наноматериалов способствует интенсификации процесса образования указанных соединений. При растворении диоксида углерода в жидкости образуется угольная кислота, диссоциирующая в нейтральной среде преимущественно до гидрокарбонат-ионов, связывание которых за счет формирования основных карбонатов способствует растворению диоксида углерода.

Установлено, что процесс карбонизации продукта неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия под раствором протекает не в объеме осадка, а начинаясь сверху слоя осадка, распространяется вглубь [4]. Полагаем, что низкое содержание диоксида углерода в воздухе, следовательно, в растворе недостаточно для полной карбонизации продукта электролиза. Таким образом, непрерывный подвод ионов карбонизации является необходимым условием для проведения процесса полной карбонизации продукта неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия.

Высокого содержания растворенного диоксида углерода при проведении процесса карбонизации за счет неприродного источника диоксида углерода создает условия, благоприятные для формирования гидрокарбоната меди, а не медь-алюминиевого гидрокарбоната, соединения из класса слоистых двойных гидроксидов, имеющего наибольшую практическую ценность [5]. Принимая во внимание негативное влияние высокого содержания растворенного диоксида углерода на фазовый состав продукта карбонизации, процесс карбонизации проводился в самопроизвольном режиме.

Среди факторов, стимулирующих процесс карбонизации, наиболее значимыми являются концентрация раствора электролита и гидродинамические условия. Предполагая существование зависимости фазового состава продуктов электролиза от условий проведения процесса карбонизации, цель работы заключалась в исследовании влияния концентрации раствора электролита и перемешивания системы на фазовый состав продукта самопроизвольной карбонизации.

Неравновесное электрохимическое окисление меди и алюминия в растворе хлорида натрия с концентрацией 3 % мас. проводилось согласно методике, приведенной в [2]. Исследование влияния условий проведения процесса карбонизации на фазовый состав продукта электролиза осуществлялось посредством рентгенофазового анализа, проводимого на приборе ДРОН-3М при следующих условиях: $\text{CuK}\alpha$ -излучение, $I = 25$ мкА, $U = 35$ кВ, скорость съемки 4 θ /мин, область сканирования углов (2θ) 10–70°. Идентификация фаз проводилась с использованием базы данных PDF-2.

Для исследования влияния концентрации раствора электролита продукт электролиза разделили на части по 150 мл. К одной из них добавили 300 мл раствора электролита, концентрация которого соответствует концентрации раствора, использованного для проведения процесса электрохимического окисления (образец 1), к другой – 300 мл дистиллированной воды (образец 2). Общая высота слоя системы составляла 40 мм, после осаждения высота слоя осадка – около 10 мм. В ходе эксперимента образцы хранились под раствором без перемешивания до окончания процесса карбонизации.

Визуально карбонизация продукта электрохимического окисления меди и алюминия, хранившегося под раствором электролита (образец 1), наблюдается уже через сутки ($\tau_n = 1$), в то время, как для карбонизации образца, залитого дистиллированной водой (образец 2), потребовалось 4 суток ($\tau_n = 4$). Независимо от концентрации раствора для полной карбонизации образцов потребовалось 12 суток ($\tau = 12$) (табл.).

Таблица

Влияние природы электролита на скорость процесса карбонизации

	Объем суспензии, мл	Объем добавки, мл	Природа добавки	τ_n , сут.	τ , сут.
1	150	300	раствор хлорида натрия	1	12
2	150	300	дистиллированная вода	4	12 *
* Образец имеет серый оттенок					

Согласно результатам рентгенофазового анализа, представленным на рис. 1, независимо от концентрации раствора электролита, главной медьсодержащей фазой является гидроксохлорид меди $\text{Cu}_2(\text{OH})_3\text{Cl}$ (19-0389). При хранении продукта электролиза под раствором электролита частично протекает процесс карбонизации – формируется медь-алюминиевый гидрокарбонат $\text{Cu}_{2,5}\text{Al}_2\text{C}_{1,7}\text{O}_{8,9} \cdot 5,2\text{H}_2\text{O}$ (46-0099). В то же время, при контакте продукта электролиза с разбавленным раствором электролита происходит формирование оксида меди CuO (5-0661), придающего образцу серый оттенок.

На основании представленных результатов можно заключить, что электролит (хлорид натрия) способствует формированию медь-алюминиевого гидрокарбоната при активном образовании нежелательной фазы основного хлорида меди.

Для оценки влияния гидродинамических условий протекания процесса карбонизации на фазовый состав продукта электролиза одна его часть перемешивалась по мере образования слоя карбонатов, то есть через сутки (образец 1), в то время, как другая (образец 2) не подвергалась никаким изменениям в процессе карбонизации. Карбонизация образца 2 завершилась через 6 суток, в то время как для полной карбонизации образца 1 потребовалось 12 суток.

Старение под раствором электролита в статических условиях приводит к формированию основного хлорида меди $\text{Cu}_2(\text{OH})_3\text{Cl}$ и медь-алюминиевого гидрокарбоната. Периодическое перемешивание системы позволяет избежать формирования основного хлорида меди и дает возможность получения системы, основной медьсодержащей фазой в составе которой является медь-алюминиевый гидрокарбонат (рис. 1).

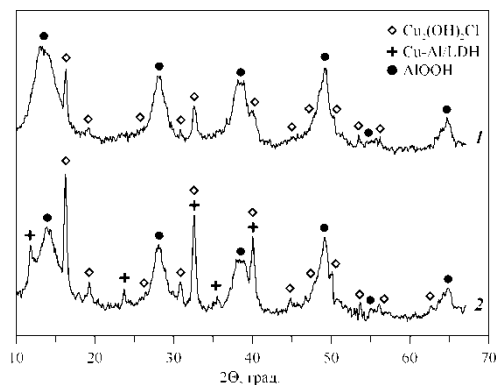


Рис. 1 Рентгенограммы продуктов карбонизации оксидной системы в растворе хлорида натрия с концентрацией 3 % мас. (1) и в растворе электролита, разбавленном водой в соотношении 1:1 (2)

Двукратное сокращение продолжительности процесса карбонизации благодаря периодическому перемешиванию системы свидетельствует о существовании препятствия в виде слоя продуктов карбонизации на пути взаимодействия растворенного диоксида углерода с продуктом электрохимического окисления. Помимо интенсификации процесса взаимодействия продукта электролиза с компонентами системы периодическое перемешивание оказывает влияние на механизм этого взаимодействия таким образом, что основным медьсодержащим соединением является требуемый медь-алюминиевый гидрокарбонат (рис. 2).

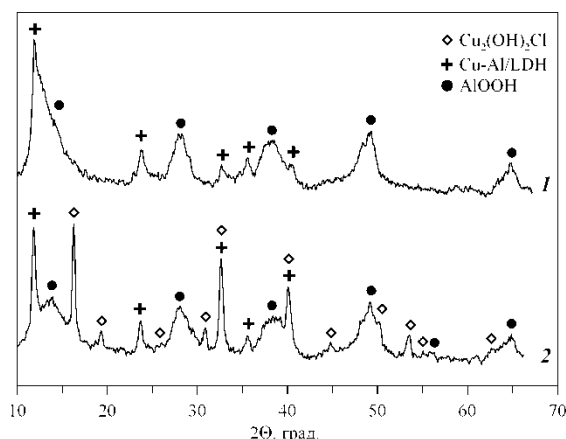


Рис. 2 Рентгенограммы продуктов карбонизации оксидной системы в растворе хлорида натрия с концентрацией 3 % мас. при перемешивании (1) и в статических условиях (2)

В результате комплексного исследования самопроизвольной карбонизации продукта неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия установлено, что хранение продукта электролиза под раствором электролита с периодическим перемешиванием системы обеспечивает наиболее благоприятные условия для карбонизации с формированием целевого продукта – медь-алюминиевого гидрокарбоната.

Ранее [3] установлена чувствительность структуры к условиям старения для образцов, карбонизация которых проводилась в процессе их отмывки от ионов электролита, то есть для образцов, не хранившихся длительное время в концентрированном растворе электролита. Таким образом, дальнейшие исследования будут направлены на исследование зависимости структуры продуктов карбонизации от условий старения, проводимого в концентрированных растворах электролита.

Литература

1. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А. Фазовый состав наноразмерных продуктов неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 3. – С. 59 – 63.
2. Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Определение количества окисленных титана, кадмия и меди при электролизе на переменном токе // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – Москва, 2005. – Т. 71. – № 6. – С. 20 – 23.

3. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В. Зависимость структуры продукта неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия от старения и условий термообработки // Высокие технологии в современной науке и технике: Сборник научных трудов II Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – Томск, 2013. – Т. 2. – С. 143 – 145.
4. Усольцева Н.В. Моделирование условий карбонизации продуктов неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия // 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. – Томск, 2013. – Т. 2. – С. 184 – 186.
5. Усольцева Н.В., Коробочкин В.В., Балмашнов М.А., Долинина А.С. Карбонизация продукта неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2014. – Т. 324. – № 3. – С. 116 – 124.
6. Bradu C., Frunza L., Mihalche N., Avramescu S.-M., Neață M., Udrea I. Removal of reactive Black 5 azo dye from aqueous solutions by catalytic oxidation using $\text{CuO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ and $\text{NiO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ // Applied Catalysis B: Environmental. – 2010. – V. 96. – No. 3. – P. 548 – 556.
7. Handbook of Layered Materials. Edited by Scott M. Auerbach, Kathleen A. Carrado, Prabir K. Dutta. – Marcel Dekker, Inc.: New York, 2004. – 646 p.
8. Trujillano R., Holgado M.J., Pigazo F., Rives V. Preparation, physicochemical characterisation and magnetic properties of Cu–Al layered double hydroxides with CO_3^{2-} and anionic surfactants with different alkyl chains in the interlayer // Physica B. – 2006. – V. 373. – N 2. – P. 267 – 273.

НЕРАВНОВЕСНОЕ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЕ ОКИСЛЕНИЕ МЕДИ И АЛЮМИНИЯ В РАСТВОРЕ КАРБОНАТА НАТРИЯ

Н.В. Усольцева

Научный руководитель профессор В.В. Коробочкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Минеральные руды являются основным сырьем для получения металлов. Переработка медных руд главным образом проводится гидрометаллургическим и пирометаллургическим способами. Для переработки алюминиевых руд наибольшее распространение получил способ Байера, заключающийся в производстве оксида алюминия из руд с последующим его электролитическим восстановлением до металлического алюминия [8]. Используя литейные формы получают заготовки металлов в виде брусков, листов, прутков, которые используются для производства материалов различного назначения. Среди разнообразных путей использования металлов можно выделить их переработку в оксиды металлов.

Высокая потребность промышленности в оксидах металлов и неудовлетворительное качество природных оксидов (потребность в высокодисперсных особочистых оксидах) предопределили развитие способов получения оксидов металлов, удовлетворяющих предъявляемым к ним требованиям. К ним относят электрохимический, плазмохимический, электроимпульсный синтез, механохимическую активацию, самораспространяющийся высокотемпературный синтез [1, 5, 6]. Из указанных способов получения оксидов металлов особый интерес представляет электрохимическое окисление металлов под действием переменного тока [2].

Основой многих катализаторов нефтехимии и нефтепереработки является оксид алюминия различных модификаций, который в сочетании с различными соединениями других металлов формирует эффективные катализаторы [7].

Неравновесное электрохимическое окисление металлов позволяет получать оксиды металлов, которые при контакте с атмосферным воздухом поглощают содержащийся в нем диоксид углерода. При существовании стабильных карбонатов происходит формирование соответствующих соединений. Для меди таким устойчивым соединением является гидрокарбонат меди $\text{Cu}_2(\text{OH})_2\text{CO}_3$. При атмосферной карбонизации продукта совместного электрохимического окисления меди и алюминия, состоящего из оксида меди (I) и оксигидроксида алюминия (бемита) в растворе хлорида натрия, формируется соединение из класса слоистых двойных гидроксидов, в межслоевом пространстве которого располагаются карбонат-ионы [4].

Нестабильность процесса атмосферной карбонизации продукта электрохимического окисления металлов (слоистого двойного гидроксида на основе меди и алюминия) [9] предопределила целесообразность рассмотрения возможности проведения синтеза данного соединения в процессе электролиза в растворе карбоната натрия.

Электродные потенциалы реакций окисления меди с образованием гидрокарбонатов имеют значительно более положительные значения, чем потенциалы реакций окисления меди до оксидов меди. Таким образом, при проведении процесса электрохимического окисления меди в растворе карбоната натрия должно происходить формирование оксидов меди, а не гидрокарбонатов.

Исходя из этого, электрохимическое окисление металлов в растворе карбоната натрия проводилось с целью исследования возможности химического взаимодействия формирующейся оксидной системы с ионами раствора в процессе электролиза.

Неравновесное электрохимическое окисление меди и алюминия в растворе гидрокарбоната натрия с концентрациями 3 % мас. проводилось согласно методике, приведенной в [3]. Фазовый состав продукта электролиза определялся посредством рентгенофазового анализа, проводимого на приборе ДРОН-3М при

следующих условиях: CuK_α -излучение, $I = 25 \text{ мкА}$, $U = 35 \text{ кВ}$, скорость съемки $4 \text{ }^\circ/\text{мин}$, область сканирования углов (2θ) $10\text{--}70^\circ$.

Наблюдаемое очень низкое значение скорости окисления меди ($0,009 \text{ г/см}^2 \cdot \text{ч}$) и устойчивость меди при совместном окислении с алюминием объясняются формированием плотного слоя продуктов окисления на поверхности электродов, создающего значительное препятствие для протекания процесса.

Как известно, устойчивое окисление металла, то есть окисление без формирования плотного слоя продуктов окисления на поверхности металла, происходит в случае, когда пленка на поверхности металла частично растворяется. В нашем случае окисление меди происходит за счет гидроксид-ионов, концентрация которых не велика при проведении процесса в растворах с низкой концентрацией, следовательно, не достаточна для разрушения пленки продуктов окисления.

Высокое сопротивление плотной пленки на поверхности электродов требует приложения дополнительного напряжения на его преодоление. Это приводит к росту напряжения разложения, что при проведении процесса под действием переменного тока означает увеличение скорости изменения потенциала во времени.

Продукт окисления алюминия, так же, как и продукт совместного окисления меди и алюминия в растворе карбоната натрия представляет собой суспензию черного цвета, основная масса которой в течение суток превращается в гель белого цвета. На дне ячейки остается некоторое количество черных хлопьев, окраска которых не изменяется во времени. Темный цвет продукта окисления алюминия обусловлен повышенным поглощением падающего излучения вследствие формированием продукта с дефицитом кислорода в его структуре.

Согласно результатам рентгенофазового анализа, как при индивидуальном окислении алюминия (рис. 1), так и при совместном его окислении с медью (рис. 2) формируется гидроксид алюминия со структурой байерита $\text{Al}(\text{OH})_3$ и оксигидроксид алюминия AlOOH (бемит).

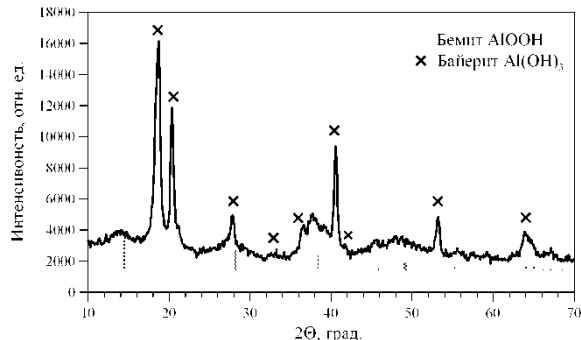


Рис. 1 Рентгенограмма продукта электрохимического окисления меди и алюминия в растворе карбоната натрия

Основная масса геля аккуратно сливалась в стакан, не представлялось возможным полностью отделить остатки геля от хлопьев, поскольку при разбавлении гель и хлопья оседают с одинаковой скоростью. Кроме того, хлопья сорбируются гелем и в дальнейшем не могут быть отделены.

Обе части продукта электролиза отмывались от ионов электролита. Следует отметить отсутствие пептизации осадков вплоть до завершения процесса отмывки. По-видимому, это обусловлено анизотропией формы агломератов (хлопья), а также гидрофобизацией поверхности частиц в условиях высокой нестационарности процесса электролиза.

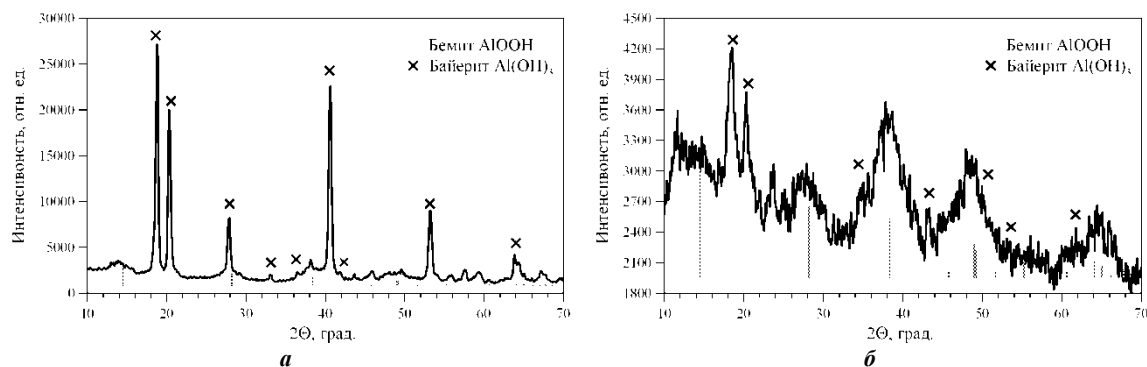


Рис. 2 Рентгенограмма продукта электрохимического окисления алюминия в растворе карбоната натрия
а – гель, б – хлопья

Гель представляет собой гидроксид алюминия со структурой байерита $\text{Al}(\text{OH})_3$. Также небольшое количество оксигидроксида алюминия AlOOH (бемит) входит в состав образца (рис.2, а). Темный продукт (хлопья), состоит преимущественно из бемита. Кроме того, на рентгенограмме четко прописываются рефлексы

байерита (рис. 2, б). Нечеткие рефлексы бемита на всех рентгенограммах, простирающиеся на 4–6 2 θ , свидетельствуют о высокой дисперсности и дефектной структуре данного соединения.

Хорошая седиментация продукта электролиза в растворе карбоната натрия позволяет значительно сократить и упростить процесс выделения целевого продукта из раствора. Однако, высокая энергоёмкость процесса, экстремально низкая скорость окисления меди и формирование гидроксида меди байеритной структуры существенно ограничивают его применение.

Литература

1. Зырянов В.В. Механохимический синтез сложных оксидов // Успехи химии. – Москва, 2008. – Т. 77. – № 2. – С. 107 – 137.
2. Коробочкин В.В. Процессы получения нанодисперсных оксидов с использованием электрохимического окисления металлов при действии переменного тока: Дис. ... докт. техн. наук. – Томск, 2004. – 273 с.
3. Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Определение количества окисленных титана, кадмия и меди при электролизе на переменном токе // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – Москва, 2005. – Т. 71. – № 6. – С. 20–23.
4. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А. Фазовый состав наноразмерных продуктов неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 3. – С. 59–63.
5. Назаренко О.Б. Электровзрывные нанопорошки: получение, свойства, применение. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 148 с.
6. Сычев А.Е., Мержанов А.Г. Самораспространяющийся высокотемпературный синтез наноматериалов // Успехи химии. – Москва, 2004. – № 2. – С. 157 – 170.
7. Тренихин М. В., Козлов А. Г., Низовский А. И., Дроздов В. А., Лавренов, А. В. Бубнов А. В., Финевич В. П., Дуплякин В. К. Активированный алюминий: особенности получения и применения в синтезе катализаторов нефтехимии и нефтепереработки // Российский химический журнал. – Москва, 2007. – Т. 51. – № 4. – С. 126 – 132.
8. Троицкий И.А., Железнов В. А. Металлургия алюминия. – М.: Металлургия, 1984. – 400 с.
9. Усольцева Н.В., Коробочкин В.В., Балмашнов М.А., Долинина А.С. Карбонизация продукта неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2014. – Т. 324. – № 3. – С. 116–124.

ПОЛУЧЕНИЕ ГРАНУЛИРОВАННОГО СОРБЕНТА МЕТОДОМ ЭКСТРУЗИИ

А.А. Шевченко

Научный руководитель доцент О.К. Семакина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема комплексной утилизации осадков промывных вод, образующихся в больших количествах на Томском водозаборе, является одной из актуальных. Осадок оксида-гидроксида железа, выделенный в процессе деферризации подземной воды, по своим классификационным признакам относится к природно-техногенным материалам и является вторичным минеральным сырьем. Возможности применения осадков промывных вод различны. Железосодержащий осадок может быть использован, например, при создании строительных материалов различного технического назначения, при получении пигментов, красок и т.д.

Нами предложена возможность получения из него сорбента для очистки отработанных минеральных масел, которые представляют собой сырьевую базу для получения ценных нефтепродуктов при надлежащей переработке, а также для очистки сточных вод от фенола.

Действие сорбента основано на процессах адсорбции, т.е. поглощение вещества (адсорбата) поверхностью сорбента. Молекулы адсорбата испытывают притяжение со стороны поверхности сорбента и оседают на ней, покрывая эту поверхность слоем адсорбируемых молекул. При этом химической реакции не происходит, и адсорбированные молекулы сохраняют свою индивидуальность. Адсорбционные силы имеют ту же природу, что и силы межмолекулярного взаимодействия, и начинают проявляться при приближении молекул адсорбата к поверхности сорбента на расстояние, соизмеримое с размерами молекул. Поэтому наибольшей эффективностью обладают сорбенты, имеющие пористую структуру с размерами пор соизмеримыми с размерами молекул адсорбата.

Исследовалась возможность получения из осадка порошкообразного сорбента, но, не смотря на то, что осадок обладает высокой сорбционной емкостью и удельной поверхностью, использование его в порошкообразном виде достаточно проблематично: происходит пыление при засыпке в сорбционную колонку, вымывание тонкодисперсных частиц, уплотнение осадка и т.п.

Эффективная работа сорбентов в промышленных установках зависит не только от физико-химических свойств, но во многом она определяется их геометрической формой. Это становится понятным, если учесть, что геометрическая форма сорбентов существенно влияет на характер процессов массообмена в слое, а также на гидродинамическое сопротивление. Поэтому желательно использовать сорбент в виде гранул размером порядка 2–5 мм (таблетки, черенки, сфера) [1].

Гранулированные сорбенты должны обладать как высокой прочностью, необходимой для сохранения исходной формы гранул в процессах транспортировки и работы контактов, так и высокой пористостью и удельной поверхностью для обеспечения высокой активности.

Целью работы является возможность получения гранулированного сорбента из отходов производства методом экструзии и определение физико-механических свойств полученных гранул. Изучить общие закономерности и специфические особенности предложенных процессов агломерации техногенных железосодержащих осадков с разработкой практических рекомендаций по организации способов их утилизации с получением гранулированной продукции.

Исследованиями было установлено, что осадок представлен аморфной формой оксигидрата железа $FeOON \cdot nH_2O$ с примесью карбонатов [3]. Так как исходный осадок представляет собой пластичную массу темно-коричневого цвета влажностью 40–45 %, то был выбран экструзионный метод получения гранул путем продавливания пасты через фильеру с диаметром отверстий 3 мм. Образующиеся длинные цилиндрические черенки разрезаются вручную на гранулы размером 5–9 мм и высушиваются при комнатной температуре.

Для придания прочности получаемых гранул добавляли связующую жидкость, в качестве которой использовали метилцеллюлозу (МЦ), поливиниловый спирт (ПВС) и глиоксаль (ГЛ). Концентрация связующей жидкости варьировалась от 0,1 до 1,0 % мас. Верхний предел концентрации 1,0 % мас. обусловлен вязкостью растворов. Увеличение концентрации более 1,0 % мас. приводит к резкому повышению вязкости растворов, которые сложно дозировать к осадку.

Глиоксаль является представителем класса бифункциональных органических соединений – диальдегидов. Химическая формула $C_2H_2O_2$, молекулярный вес 58 а.е.м., температура кипения 56 °С, для 40 % раствора – 107 °С. Глиоксаль разлагается при температуре более 150 °С, при обезвоживании переходит в димер и тример [2].

В процессе гранулирования варьировалось массовое соотношение осадок: СЖ. На 1 г осадка (в пересчете на сухое вещество) добавлялось 0,7–1,0 мл связующей жидкости различной концентрации. Было выбрано оптимальное соотношение твердой фазы и связующей жидкости, Т:СЖ= 1: 0,25–1.

Полученная паста перед формованием выдерживалась в течение 0–5 суток, после чего продавливалась через фильеру. Полученные гранулы после сушки при 20, 105 и 250 °С исследовались на прочность на раздавливание в статических условиях на приборе МП-9С и суммарный объем пор по адсорбции паров бензола.

Из полученных данных видно, что после сушки при 20 °С более прочными являются гранулы, полученные с использованием МЦ и ПВС. Для гранул с МЦ прочность увеличивается после выдержки в течение 3 суток. Прочностные характеристики гранул, полученных с глиоксалем и ПВС после термообработки при 250 °С, возрастают. Причем для ГЛ наибольшей прочностью обладают гранулы, полученные после выдерживания исходной пасты в течение 1 суток. Для ПВС более прочными являются гранулы, сформированные сразу после введения связующей жидкости. Дальнейшее увеличение времени выдержки к повышению прочности не приводит.

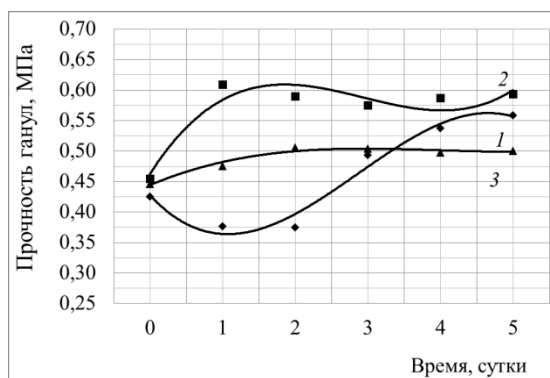


Рис. 1 Зависимость прочности гранул от времени выдержки формуемой массы со связующим МЦ и от температуры сушки: 1 – 20 °С; 2 – 105 °С; 3 – 250 °С

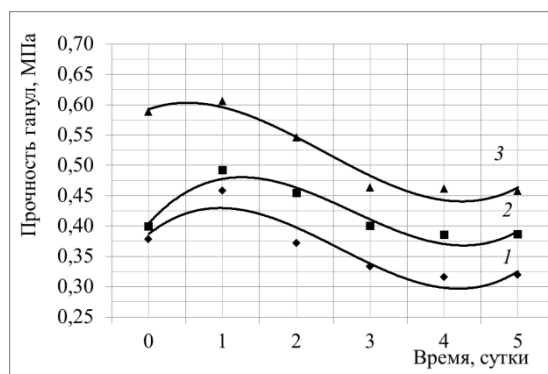


Рис. 2 Зависимость прочности гранул от времени выдержки формуемой массы со связующим глиоксалем и от температуры сушки: 1 – 20 °С; 2 – 105 °С; 3 – 250 °С

Кривые, представленные на рис. 1, показывают, что прочность гранул, полученных с МЦ и высушенных при 105 °С, возрастает по сравнению с гранулами, высушенными при 20 °С, а при 250 °С наблюдается (происходит) снижение прочности. Это объясняется тем, что при этой температуре происходит выгорание метилцеллюлозы, и гранулы становятся хрупкими. С увеличением времени выдерживание сформованной массы перед экструзией приводит к повышению прочности.

Как видно из рис. 2, гранулы, полученные с глиоксалем, с увеличением температуры сушки упрочняются почти в 1,6 раза. Это можно объяснить кристаллизационной структурой глиоксала, которая образуется при температуре свыше 150 °С. Однако при увеличении выдержки формуемой массы прочностные показатели снижаются. Поэтому процесс экструзии пластичной массы следует проводить сразу же после ее формования.

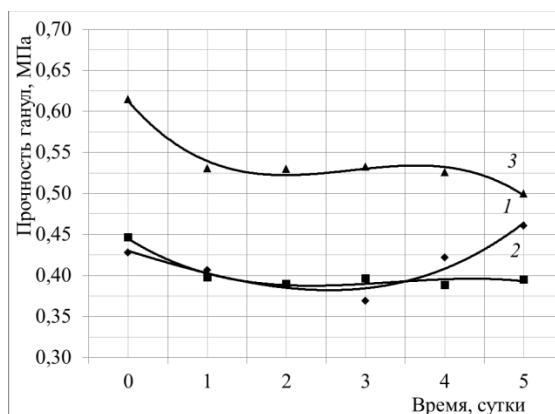


Рис. 3 Зависимость прочности гранул от времени выдержки формовой массы со связующим ПВС и от температуры сушки: 1 – 20 °C; 2 – 105 °C; 3 – 250 °C

Такая же картина наблюдается при формировании пластичной массы с поливиниловым спиртом (рис. 3), который также кристаллизуется при температуре выше 220 °C. При выдерживании сформованной массы в течение времени прочность гранул уменьшается.

Из полученных результатов были сделаны следующие выводы.

1. В результате экспериментов установлена принципиальная возможность получения методом экструзии гранул сорбента из отходов производства.

2. Подобран оптимальный режим гранулирования с различными связующими жидкостями: метилцеллюлозой, поливиниловым спиртом и глиоксальем. Оптимальное соотношение твердой фазы и связующей жидкости, Т: СЖ = 1: 0,25–1.

3. Выдержка во времени формованной массы с глиоксальем и поливиниловым спиртом нецелесообразна. Прокаливание гранул лучше осуществлять при 250 °C.

4. Формованную массу с МЦ желательно предварительно выдержать в течение одних суток перед экструзией, а затем полученные гранулы высушить при 105 °C.

5. Исследованы физико-механические свойства таблеток.

Литература

1. Бабенко С.А., Семакина О.К., Миронов В.М. и др. Гранулирование дисперсных материалов в жидких средах. – Томск: Изд. Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – 346 с.
2. Водянкина О.В., Курина Л.Н., Петров Л.А. и др. Глиоксаль. – М.: Academia, 2007. – 248 с.
3. Каменчук Я.А. Отработанные нефтяные масла и их регенерация: Автореф. дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2006. – 24 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЙ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ

Ф.Р. Алиев

Научные руководители: профессор С.Я. Рябчиков, ассистент А.В. Ковалев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постоянно растущий спрос на углеводороды в современном мире требует стремительного развития отраслей нефтяной и газовой промышленности. Одним из способов решения данного вопроса остается освоение новых регионов. Однако открытие и разработка новых месторождений связаны с необходимостью бурения в твердых, крепких и очень крепких породах, в сильно перемежающихся по твердости и абразивности породах.

При бурении в твердых горных породах резко увеличиваются энергозатраты на разрушение породы на забое, уменьшается проходка на долото. Первый показатель приводит к снижению механической скорости бурения, а второй – к увеличению непроизводительных затрат за счет перерасхода породоразрушающего инструмента. В свою очередь перечисленные факторы снижают эффективность бурения в целом. Особенно этот вопрос актуален при бурении скважин в Восточной Сибири, Урало-Поволжье, шельфе Баренцева моря.

До недавнего времени для бурения в твердых, крепких горных породах широко использовали шарошечные долота, которые показывали неплохую работу при разрушении ГП и в процессе их повсеместного применения подвергались различным модификациям, усовершенствованиям. Но и эти наработки ученых не приносили желаемого результата. В наши дни сервисными компаниями широко используются буровые долота с поликристаллическими алмазными резами. Сегодня PDC-долота постепенно вытесняют шарошечный породоразрушающий инструмент, устанавливая новые рекорды, которые еще совсем недавно считались недостижимыми. Так, доля применения долот PDC при строительстве нефтегазовых скважин на территории Российской Федерации в 2011 году составила 86%, а долот шарошечного типа – всего 14%.

Процесс разрушения горной породы разнообразными ПРИ осуществляется различным механизмом разрушения. По своей сути, это и является определяющим фактором.

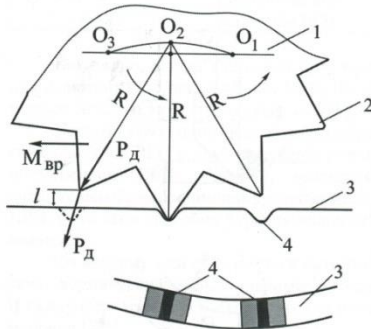


Рис. 1. Механизм разрушения при бурении шарошечными долотами:
1 – корпус шарошки, 2 – зубья шарошки, 3 – плоскость забоя, 4 – лунки разрушаемой породы.

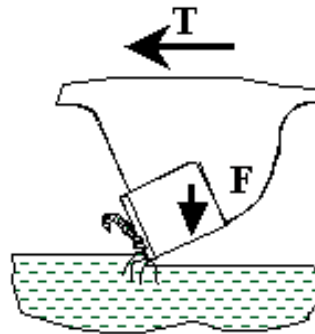


Рис. 2 Механизм разрушения породы при бурении долотами PDC

При вращении инструмента шарошечного типа (рис. 1) шарошки, вооруженные зубьями, перекатываются по забюю, в результате чего ось их вращения то поднимается, то опускается на величину l . В последнем случае зубья шарошки соударяются с породой забоя, т.е. наносят удары достаточно большой силы P_d , в результате чего порода в контакте с зубьями разрушается за счет дробления, скальвания и раздавливания [1].

Процесс разрушения горной породы долотами режуще-скальвающего действия осуществляется вследствие резания или скальвания. Под действием осевой нагрузки F (рис. 2) резы внедряются в горную породу и, вращаясь вокруг оси долота, скальвает-срезает слой горной породы определённой толщины. Разрушение забоя происходит под воздействием тангенциального усилия со стороны предварительно внедрившегося в горную породу инструмента. Тангенциальное усилие обеспечивает возникновение состояния сжатия горной породы перед передней гранью породоразрушающего элемента вооружения и в зависимости от механических свойств породы при данном давлении и температуре либо резание, либо скальвание породы [2].

Разрушение посредством развития сдвиговой неустойчивости оказывается намного эффективнее разрушения вдавливанием, по этой причине осевая нагрузка на долото уменьшается кратно, по сравнению с шарошечным, а крутящий момент наоборот возрастает, что требует в интервалах залегания средних по твердости горных пород применять высокомоментные гидравлические забойные двигатели, либо использовать роторный способ бурения.

Разрушение горной породы за счет резания требует меньших затрат энергии [3], чем разрушение породы за счет сжатия, а отсутствие наката зубка шарошки на шламовую подушку забоя скважины позволяет исключить формирование сальника на рабочей поверхности долота[4].

Наглядно все эти преимущества безопорных долот продемонстрированы в таблице показателей работы PDC-долот, полученные НИИ «Буринтех»[5].

Таблица 1

Показатели работы PDC-долот НИИ «Буринтех»

Регион	Описание пород	Категория горных пород по твердости	PDC-долота		Шарошечные долота	
			Проходка на долото, м	Сред. мех. скорость бурения, м/ч	Средняя проходка на долото, м	Сред. мех. скорость бурения, м/ч
Республика Саха (Якутия)	Доломиты, Известняки	VI-VIII	811 (475-1286)	7,5	200	4,5
Оренбургская область	Доломиты, Известняки	VI-VIII	905 (1986-2891)	8,2	180	4,0
Республика Коми	Переслаивание известняков, мергелей, алевролитов	IV-VII	322 (3431-3753)	4,1	180	2,2
Республика Коми	Глины с пропластками известняков, мергелей, алевролитов	IV-VI	1457 (703-2160)	8,4	190	4,4
Республика Коми	Глины с пропластками известняков, мергелей, алевролитов	IV-VI	1024 (826-1850)	7,8	480	4,0
Республика Саха (Якутия)	Переслаивание аргиллитов, известняков, песчаников	IV-VII	60 (2364-2424)	2,3	29	0,7

Породоразрушающий инструмент данного класса разрабатывается со специально спроектированным профилем долота и оптимально подобранным количеством лопастей, обеспечивающих максимальное перекрытие резцов, защищающее долото от преждевременного износа. С целью повышения стабильного поведения долота на забое применена спиральная форма лопастей. Также конструкции современных долот PDC имеют упорядоченную динамику гидравлических потоков для предотвращения повторного измельчения шлама на забое и устранения застойных циркуляционных зон в призабойной части скважины. Активная защита калибрующей части дает возможность бурить значительные интервалы без потери диаметра. Набор конструктивных решений, воплощенные в этих долотах, позволяет получить максимальные значения скорости, проходки и отличную управляемость как при бурении вертикальных, так и наклонно-направленных скважин. Как и любой другой инструмент долота PDC имеют свои недостатки. В первую очередь к ним можно отнести ограниченное использование долот при бурении интервалов пород до восьмой категории твердости по Л.А. Шрейнеру.

Поэтому в более твердых горных породах используют импрегнированные алмазные долота истирающего типа, которые позволяют бурить в породах до 11-й категории твердости и до 12-й категории абразивности. Алмазы разрушают горную породу микрорезанием, передеформированием с последующим усталостным отделением частиц породы или ее истиранием.

В процессе работы с породоразрушающим инструментом режуще-скалывающего типа можно выделить направления улучшения технологии, за счет которых можно повысить эффективность бурения долотами типа PDC, а именно:

- применение импрегнированного долота в сочетании с высокооборотным гидравлическим двигателем

[6];

- установка в КНБК забойных амортизаторов (виброгасителей) [7];
- применение наддолотноэжекторного насоса (ЭЖГ) [8];
- оптимальная рецептура бурового раствора;
- создание новых конструкций долот;
- высокоэффективное распределение гидромониторных насадок;
- усовершенствованная схема размещения износостойких резцов в долоте.

Анализ производственного опыта применения долот различного типа, приведенного в литературных источниках, позволяет предположить, что в скором времени применение используемых долот, даже типа PDC, сократится до минимума. Необходимо отметить, что технология бурения скважин долотами любого типа имеет достаточно высокую аварийность, существенно снижающую производительность буровых работ. Кроме того, по-прежнему является неразрешенной проблемой эффективного бурения современными долотами в крепких горных породах. Все эти факты говорят о том, что необходимо проводить исследования по выявлению новых альтернативных способов бурения в интервалах крепких горных, совершенствовать конструкцию долот, технологию бурения.

Одним из перспективных направлений решения данной проблемы является исследования в области шароструйного бурения, которые проводятся нами на кафедре бурения скважин.

Литература

1. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при бурении скважин: учебное пособие/Томск. – Изд-во ТПУ. – 2008. – 136 с.
2. Спивак А. И. Разрушение горных пород при бурении скважин: учебное пособие / А. И. Спивак, А. Н. Попов. — М. : Недрa, 1994. — 260 с.
3. Владиславлев В.С. Разрушение пород при бурении скважин // Гостоптехиздат, 1958.
4. Николаев Л.А. Повышение эффективности бурения за счет применения долот типа PDC// Бурение и нефть. - №1. – 2011. – С. 45-48.
5. Сулейманов А. А., Хабибуллин Р. Р. «Буринтех» расширяет область применения PDC долот: [Электронный ресурс] / Oil & Gas Eurasia. Электронный журнал. (Дата обращения: 02.04.2014 г.).
6. Хлебников Д.А., Мяслицин Н.Ю. Методы совершенствования турбобура для бурения в крепких породах// Бурение и нефть. - №6. – 2013. – С. 32-35.
7. Чулкова В.В. Ресурсосберегающая технология бурения скважин долотами PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород// Бурение и нефть. - №5. – 2012. – С. 48.
8. Штыфель А.П., Минигуллов М.Х., Евстифеев С.В., Ахметов Б.И. Увеличение скорости бурения//Нефть. Газ. Новации. - №3. – 2013. – С. 23-28.

ОСОБЕННОСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ПРИ БУРЕНИИ

В.В. Андреев

Научный руководитель: ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Коррозия металлов это процесс разрушения поверхности металлов в результате химического или электрохимического взаимодействия с агрессивной средой. Термодинамически коррозия металлов возможна в том случае, если в результате коррозионного процесса происходит уменьшение свободной энергии системы. Чем меньше значение свободной энергии – тем больше возможность разрушения металла под действием коррозии и высокую термодинамическую устойчивость продуктов коррозии, и, наоборот, большое значение свободной энергии системы говорит о невозможности протекания коррозионного разрушения металла и появляется вероятность обратного процесса, а именно восстановление продуктов реакции до первоначального состояния.

Коррозия под действием буровых растворов является одной из основных причин разрушения буровых труб и бурового оборудования. К примеру, существует статистика, что при ротационном бурении около 60% всех аварий происходит из-за нарушения прочности буровых труб и, реже, при спускоподъемных операциях и эти нарушения носят усталостный характер. В результате воздействия буровых растворов происходит интенсивная коррозия и гидроабразивный износ проточной части рабочих ступеней турбобура.^[1]

Коррозионная активность буровых растворов напрямую зависит от их состава. Разнообразные требования, предъявляемые к промывочным жидкостям на разных этапах бурения, привели к созданию систем, состав и свойства которых могут изменяться в широком диапазоне. В настоящее время в основном используются следующие виды промывочных жидкостей: азрированные промывочные жидкости, вода, естественные растворы неглинистых пород, глинистые растворы, растворы на углеводородной основе и эмульсионные растворы.^[2]

Величина pH буровых растворов может изменяться в широких пределах в зависимости от применяемых реагентов, позволяющих регулировать основные технологические параметры жидкостей на водной основе. Большинство буровых промывочных жидкостей, применяемых при строительстве скважины, имеют

повышенную щёлочность. Углеродистые конструкционные стали слабо стойки в кислых, недостаточно стойки в нейтральных и коррозионностойки в щелочных средах. Установлена зависимость, что в диапазоне pH=4-11 исследованные алюминиевые сплавы в растворах с концентрацией ионов хлора 0,1 имеют плохую коррозионную стойкость, с повышением концентрации ионов водорода (более 4) и снижением её (менее 11) коррозия алюминиевых сплавов системы Al-Zn-Mg перед сплавами Д16 и АК8 особенно значительно.

В результате анализа исследований установлено, что увеличение скорости коррозии в кислых средах напрямую связано с облегчением катодной реакции восстановления водорода. В щелочной среде повышение скорости коррозии алюминиевых сплавов сопровождается резким ослаблением потенциалов, вызванным растворением окислой плёнки на поверхности сплава и переходом его в активное состояние. В сильнощелочных средах потенциал активированной поверхности смещается в отрицательную сторону до тех пор, пока не достигается потенциал выделения водорода из молекул воды.

Значительное влияние растворы с различными pH оказывают на изменение механических свойств сплавов, а также их коррозионно-усталостную выносливость. Максимальная усталостная выносливость алюминиевых сплавов наблюдается при pH среды, равных от 8 до 10. В кислых и сильно щелочных, где концентрация ионов водорода колеблется в пределах от 1 до 3 и от 13 до 14, соответственно, усталостная выносливость алюминиевых сплавов резко падает.

Также необходимо отметить тот факт, что состав и свойства буровых промывочных жидкостей, включая устойчивость к коррозии, могут значительно изменяться в процессе строительства скважины, при разбуривании пород, например солевых пластов, из которых в скважину, а равно и в промывочную жидкость могут поступать такие вещества как гипс, ангидрид, галит, сильвин, карпаллит, бишофит, полиголит и тахидрит, а так же из пластовых вод хлориды кальция и магния. Рост забойных температур усиливает растворимость солей и их агрессивное действие. Понижители вязкости не затормаживают коррозионное разрушение буровых труб в пресных промывочных жидкостях, однако защитные реагенты, такие как КМЦ, КССБ, могут снизить коррозионное воздействие солевых буровых растворов до уровня пресных суспензий. Как показывает опыт исследований, тормозящее влияние оказывает повышение щёлочности буровых растворов с концентрацией ионов равно 11, а так же введение в жидкость смазывающих добавок, в то время как добавки небольших количеств нефти к соленым и пресным глинистым суспензиям несколько увеличивают их коррозионную активность.^[1]

Однако растворы на нефтяной основе, в частности нефтеэмульсионные и инвертные эмульсии с содержанием вода от 40 до 60 % успешно применяются при вскрытии нефтегазоносных горизонтов, а так же при бурении горизонтальных и сверхглубоких скважин. Анализ усталостных испытаний гладких образцов из стали «Д» показал, что наибольшее напряжение, при котором образцы не разрушались на воздухе при базе 10 миллионов циклов составило 260 МН/м², а в среде бурового раствора на водной основе условный предел коррозионно-усталостной прочности снизился до 90 МН/м². Однако в дизельном топливе, содержащем 50% минерализованной воды, этот предел составил 160 МН/м². Введение в нефтеэмульсионный раствор 2% окисленного парафина или его заменителя создают благоприятные условия для смачивания стальной поверхности углеводородным компонентом, а так же повысило коррозионно-усталостную прочность образцов стали «Д» до 240 МН/м².^[2]

Анализ исследований выносливости стали класса «Д» в естественной обратимой эмульсии, содержащей 40% воды, показало высокую эффективность этой среды. Условный предел коррозионно-усталостной прочности в ней составил 210 МН/м², то есть снизился всего на 20% по сравнению с испытаниями на открытом воздухе. При этом следов коррозии на поверхности образца во время испытаний не обнаружено, а излом имел три отчетливые зоны – зарождения, развития трещины и хрупкого слома.

Коррозионная агрессивность буровых растворов, ускоряющая разрушение бурового оборудования и инструмента, в значительной степени определяется наличием в них такого агента, как сероводород, попадающий в растворы при разбуривании сероводородсодержащих пластов. Причиной разрушения стального оборудования в присутствии этого газа является либо коррозионное растрескивание под напряжением, либо водородное охрупчивание, либо комплексное их слияние. Так же, скорость коррозионного разрушения металлов под действием сероводорода ускоряется в присутствии такого газа как кислород.

Сероводород обладает уникальными агрессивными свойствами и вызывает коррозионные повреждения оборудования в результате электрохимической коррозии водородного охрупчивания. Растворяясь в воде, он диссоциирует как слабая кислота на ионы. В зависимости от величины концентрации ионов водорода равновесие реакции может сдвигаться. Так, в нейтральных и щелочных средах содержится больше всего ионов гидросульфидов, а в кислых – молекулярный сероводород, а в сильнощелочных электролитах появляются ионы сульфидов в небольших количествах.

Большинство нефтегазовых месторождений содержат большое количество сероводорода. А если учесть тот факт, что этот газ обладает хорошей растворимостью в воде, то происходит уменьшение величины концентрации водородных ионов водной фазы в продукции скважины, из-за чего основная часть абсорбируется водной и углеводородной фазами и находится не в молекулярной форме.^[1]

Так же, следует отметить, что сероводород, содержащийся в пластах, имеет биогенное происхождение. И из всех существующих бактерий наибольший вред наносят сульфатвосстанавливающие и тионовые бактерии. Около 80% всех коррозионных поражений связано с деятельностью этих бактерий. Сульфатвосстанавливающие бактерии в процессе своей жизнедеятельности превращают сульфаты и сульфиты в сероводород, окисляя природный водород, который всегда присутствует в водных пластах, а так же выделяющийся в процессе катодной реакции при коррозии стального инструмента, т.е. характер и скорость коррозионного разрушения

резко возрастает при попадании в раствор сульфатовосстанавливающих бактерий или окисляющих серу и сульфиды тионовых бактерий.

Ингибиторами коррозии называют вещества, введение которых в небольшом количестве в агрессивную среду тормозит процесс коррозионного разрушения и изменения механических свойств металлов и сплавов. Использование ингибиторов коррозии в нефтегазовой промышленности можно объяснить тем, что оборудование и сооружения, произведенные в основном из конструкционных углеродистых сталей, эксплуатируются в условиях агрессивных коррозионных сред. Отличительной чертой метода защиты с помощью ингибиторов – возможность при небольших капитальных затратах замедлять коррозионное разрушение оборудования, тем самым продлевая ресурс работы этого оборудования. [1]

Учитывая тот факт, что изменяя скоротечность протекания коррозии, ингибиторы должны видоизменять кинетику электрохимической реакции. Так, ингибиторы коррозии неорганического происхождения могут подразделяться на анодные ингибиторы, тормозящие только анодный процесс, когда скорость коррозии замедляется за счет уменьшения скорости перехода ионов металла в раствор, а так же из-за сокращения активной части электрода вследствие пассивации, катодные ингибиторы, которые при любой концентрации помогают снизить скорость коррозионного процесса во всех случаях катодной деполяризации, смешанные ингибиторы, а так же появившиеся относительно недавно бактерициды - поглотители сероводорода, подавляющих рост сульфатовосстанавливающих бактерий.

Литература

1. Энциклопедия по буровым растворам. – Я.А.Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. 664с.
2. Буровые промывочные жидкости. Учебное пособие. – В.П.Овчинников, Н.А.Аксенова.- Тюмень, 2008. 309с.

ОБЗОР СПОСОБОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИНЫ

А.В. Анисимов, А.В. Епихин

Научный руководитель: ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время сложно представить процесс разрушения горной породы без использования вращения породоразрушающего инструмента. Частота вращения инструмента является одним из ключевых параметров режима бурения и в совокупности с грамотно выбранной осевой нагрузкой и расходом бурового раствора обеспечивает эффективное разрушение породы на забое.

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки (статистический метод)

(1):

$$n_1 = 19,1 \frac{V_d}{D_d}, \quad (1)$$

где V_d – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с; D_d – диаметр долота, м.

- по времени контакта зубьев долота с горной породой (аналитический метод) (2):

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \frac{d_{ш}}{\tau \cdot z \cdot D_d}, \quad (2)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки, мм; τ – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс; z – число зубьев на периферийном венце шарошки; D_d – диаметр долота, мм.

- по стойкости опор (технологический метод) (3):

$$n_3 = \frac{T_o}{0,02(\alpha + 2)}, \quad (3)$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы; T_o – стойкость опоры, которая определяется по формуле (4), час.

$$T_o = 0,0935 D_d, \quad (4)$$

где D_d – диаметр долота, мм.

Для безопорных долот (в том числе долот типа БИТ/PDC) расчет производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота.

Анализ представленной методики показывает, что для безопорных долот методика выбора частоты вращения является скудной и не позволяет учесть технические особенности долота, его состояние, степень износа.

В целом, все приведенные выше алгоритмы выбора частот вращения породоразрушающего инструмента имеют существенные недостатки по причине того, что не учитывают его технического состояния, износа и

рекомендации производителя. В настоящее время при проектировании параметров режима бурения буровики руководствуются следующей информацией:

- рекомендации производителя (паспорт породоразрушающего инструмента) по максимально возможной и оптимальной рабочей частоте вращения;
- для буровых долот, которые находятся в эксплуатации, к подбору частоты вращения подключаются еще рекомендации инженера по долотам, который обязан учитывать степень износа инструмента и его рабочих элементов;
- для одного типа долот учитываются рекомендации по проектированию частоты вращения на основе опыта уже сооруженных скважин на данном месторождении (кусте, площади, лицензионном участке);
- способ бурения (роторный, турбинный, ВЗД), тип используемого забойного двигателя и его характеристики.

Вопрос о правильном подходе к выбору частоты вращения долота в заданных горно-геологических условиях до сих пор не решен с предоставлением теоретически-обоснованной методики, которая хорошо зарекомендовала себя в условиях реального бурения. Но еще более острым является вопрос о выборе объективного способа измерения и контроля частоты вращения инструмента на забое в процессе бурения.

Отсутствие информации о таком забойном параметре режима бурения как частота вращения породоразрушающего инструмента может привести к целому ряду негативных последствий: уменьшение механической скорости бурения (снижение эффективности разрушения горной породы на забое); преждевременный выход из строя породоразрушающего инструмента и его рабочих элементов. Таким образом, помимо обоснованного алгоритма подбора частоты вращения инструмента важно обеспечить условия для ее обеспечения, регистрации, контроля и поддержания в заданном диапазоне.

В рамках исследовательской работы производится анализ различных подходов к регистрации частоты вращения, которые могут быть применимы в бурении скважин. Основной целью являются поиск и оценка технического задела в отношении регистрации забойных значений частоты вращения.

Обзор информационных ресурсов позволил выделить несколько способов регистрации частоты вращения и сформулировать выводы о применимости их для использования в забойных условиях при сооружении скважин.

1. Стробоскопический метод основан на освещении вращающегося или колеблющегося тела короткими повторяющимися с известной частотой импульсами света и наблюдении при этом освещении специально нанесенных на тело меток. Данный принцип лежит в основе фототахометров. В бурении стробоскопический метод применим лишь в качестве поверхностного датчика частоты вращения бурильной колонны при роторном бурении. Разработка датчика, основанного на данном принципе, для регистрации забойных параметров не рентабельна из-за необходимости серьезных конструктивных изменений в компоновке низа бурильной колонны (включение дополнительно элемента, который будет передавать вращения от долота к элементу датчика с нанесенными метками). Кроме того, потребуются дополнительные затраты на защиту измерительного элемента от агрессивной среды, его изоляцию, обеспечения дополнительного источника питания для генерации светового сигнала.

2. Тахогенератор - измерительный генератор постоянного или переменного тока, предназначенный для преобразования мгновенного значения частоты (угловой скорости) вращения вала в пропорциональный электрический сигнал. Сгенерированный сигнал подается для непосредственного отображения на специально градуированный вольтметр (тахометр), либо на вход автоматических устройств, отслеживающих частоту вращения.

Данный принцип регистрации частоты вращения широко применяется в бурении с использованием забойных двигателей. Идея метода заключается в том, что на пути движения бурового раствора устанавливают гидравлическую турбину с электрогенератором на полом вала гидротурбины, расположенную над забойным двигателем и долотом. Устройство включает в себя забойный двигатель с долотом, систему управления, датчики, связанные с системой управления, тахогенератор скорости вращения забойного двигателя и две автономные системы, установленные на забое и устье скважины. От тахогенератора, измеряющего скорость вращения забойного двигателя, а, следовательно, и долота сигнал поступает в информационно-вычислительный блок, где он преобразуется в импульсы, поступающие на электрод управления тиристорного короткого замыкателя. Закодированная информация о скорости вращения долота определяет последовательность и частоту коротких замыканий, производимых в системе гидротурбины электрогенератора. Гидротурбина возбуждает серию гидравлических ударов в гидроканале. Возникающие при этом импульсы повышенного давления от забоя к устью скважины воспринимаются датчиком давления, который является приемником модулированных гидроударов. От датчика давления сигнал поступает в информационно-вычислительный блок автономной системы, где телеметрическая информация расшифровывается, и на дисплее пульта управления появляется информация о скорости вращения долота [2].

Данный метод измерения частоты вращения долота и забойного двигателя является одним из самых распространенных. Самым слабым звеном в данной системе является именно генератор сигналов, передаваемых по потоку промывочной жидкости к поверхности и сам гидравлический канал связи, который при сооружении скважин глубиной свыше 3000 м не позволяет передавать качественный сигнал на поверхность, требуется установка промежуточных усилителей, которые в свою очередь вносят погрешность в процесс измерений.

3. Определение частоты вращения с помощью сейсмо-акустических методов. Этот метод самый вариативный, учитывая, что в условиях реального бурения и агрессивной среды именно сейсмические и акустические датчики являются самыми удобными с позиции «качество/затратность».

Существует способ контроля местоположения бурового долота в процессе бурения, который основан на одновременной синхронной регистрации колебаний на дневной поверхности с помощью сейсмической антенны, состоящей из группы трехкомпонентных сейсмодатчиков, возбуждаемых буровым долотом в процессе бурения. С помощью данных датчиков регистрируют сигналы, возбуждаемые на забое вращением долота. С помощью данного способа есть возможность контролировать не только местоположение долота, но и определить некоторые параметры режима бурения – частоту вращения и осевую нагрузку. Например, по рис. 1, можно определить зависимость частоты сигнала от частоты вращения, и по этой зависимости определить с какими частотами вращается породоразрушающий инструмент или его рабочие элементы (шарошки). Данный метод применим как для роторного, так и турбинного способов бурения [4].

Аналогично, используя поток промывочной жидкости и акустические сигналы, генерируемые забойным оборудованием. Используют следующее оборудование для обеспечения измерений:

а) неуправляемый акустический режекторный фильтр в нагнетательной линии для подавления звуковой помехи в промывочной жидкости, звуковой помехи, генерируемой буровым насосом;

б) управляемый акустический режекторный фильтр - датчик частоты вращения вала турбобура для осуществления амплитудной модуляции суммарного звука; звука, генерируемого роторными лопатками, размещенными на валу турбобура; звука, генерируемого ударами долота о горную породу в промывочную жидкость, заполняющую буровую колонну;

в) гидрофон с измерительной аппаратурой между гусаком, встроенным в вертлюг, и буровым шлангом.

Методика измерения осуществляется в виде следующих технологических этапов:

- спуск в скважину турбобура с долотом, с последующей остановкой на расстоянии 10-20 метров от забоя, для замера частоты вращения вала турбобура в режиме холостого хода;

- включение бурового насоса для подачи промывочной жидкости по буровой колонне в турбобур для осуществления вращения роторных лопаток (определение уровня акустического сигнала, определение частоты вращения турбобура в режиме холостого хода по амплитуде сигнала);

- бурение и оценка фактической частоты вращения турбобура (долота) по амплитуде акустического сигнала относительно полученной нагрузочной характеристики, полученной при работе в режиме холостого хода.

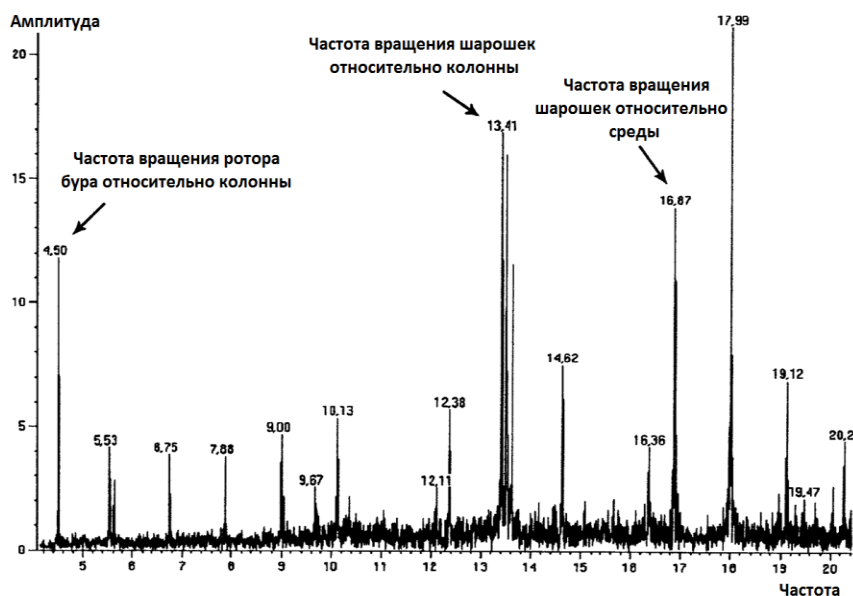


Рис.1. Распределение частот вращения забойного оборудования в спектре, записанном с помощью сейсмодатчиков

Анализ уровня изученности методов проектирования, расчета и контроля частоты вращения породоразрушающего инструмента на забое скважины в процессе бурения позволил сделать следующие выводы:

- существующая теоретическая методика не учитывает техническое состояние породоразрушающего инструмента и его рабочих элементов;

- методика расчета частоты вращения породоразрушающего инструмента безопорного типа является слабо проработанной, поскольку состоит из одного расчета;

- существует несколько вариантов регистрации частоты вращения инструмента на забое скважины, как для роторного бурения, так и для случая применения забойных двигателей, среди которых наиболее точные и надежные способы основаны на использовании регистрации и расшифровки акустических и сейсмических сигналов;

- способ передачи информации о частоте вращения на поверхность зачастую представлен гидравлическим каналом связи, который не оправдывает себя при использовании его на скважинах глубиной свыше 3000 м;
- ключевым недостатком акустического канала регистрации частоты вращения является наличие огромного количества паразитических сигналов, связанных с перемещением колонны в скважине;
- отсутствует теоретически обоснованная методика подбора частоты вращения для заданных условий бурения, которая будет обеспечивать в совокупности с другими параметрами режима бурения максимально эффективное разрушение горных пород [3].

Литература

1. Патент US2010107703/03E21B7/0423.05.2008 Управление наклонно-направленным бурением с использованием регулируемого вращения долота Фарли Стивен.
2. Патент GB2011127195/03E21B44/0030.11.2009 Способ и устройство для расчета мгновенной скорости вращения компоновки низа буровой колонны Нессьозн Поль Якоб, Кюллингстад Оге.
3. Патент РФ2006121873/28G01V1/2819.06.2006 Способ контроля местоположения долота в процессе бурения Ерохин Г.Н., Майнагашев С.М., Бортников П.Б., Кузьменко А.П., Шмаков Ф.Д., Рожков М.В.
4. Патент US2008108100/03E21B17/0004.08.2006 Система двусторонней телеметрии по буровой колонне для измерений и управления бурением Ли Цимин, Кларк Брайан, Мехта Шиям Б, Ютэн Реми, Рид Кристофер П., Сантосо Дэвид, Хватум Лиз, Мадхаван Рагху, Фоллини Жан-Марк, Даунтон Джеффри К., Элдред Уолтер Д.
5. Патент РФ2006112051/03E21B43/0011.04.2006 Способ для бурения скважин и устройство для его осуществления Сташевский Иван Иванович.
6. Патент РФ94044910/03E21B45/0027.12.1994 Способ контроля скорости вращения турбобура и устройство для его осуществления Скобло В.З., Власов И.А.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ С ТЕХНОЛОГИЕЙ MPD

Е.С. Арбузов

Научный руководитель: ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В наше время процесс бурения скважин очень изменился и благодаря, появлению новых технологий стало возможным бурение сложных скважин. Одной из таких технологий, является бурение с управляемым давлением MPD. Аббревиатура MPD, что значит More Pressure Drilling, или бурение с управляемым давлением, можно расшифровать и как More Productive Drilling, т.е. повышение производительности бурения. MPD помогает снизить риски при бурении, повысить его эффективность и пробурить ранее не подлежащие разбуриванию скважины.

Процесс бурения с управляемым давлением включает в себя контроль противодавления, реологических свойств флюида, плотности флюида и его уровня в затрубном пространстве, потерь циркуляционного давления на трение в затрубном пространстве и преодоление геометрии скважины, и различные комбинации этих факторов.

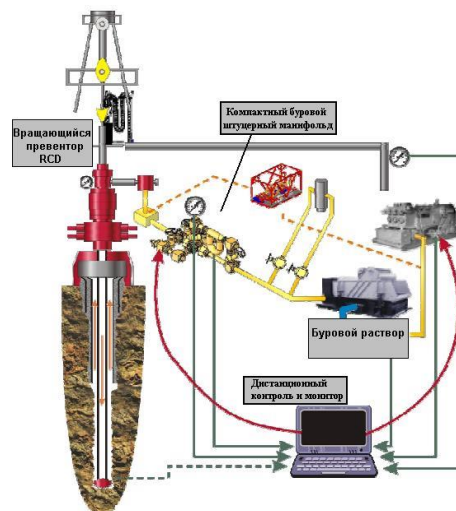


Рис. 1 Необходимое оборудование для MPD

Система предупреждающего контроля давления в затрубном пространстве позволяет управлять изменениями давлений в скважине, до того как возникает необходимость изменения плотности раствора или закрытия противовыбросового превентор.

Важным фактором является то, что при использовании оборудования MPD устьева и околоствольная обвязка не заменяется, а лишь дополняется. Роторный устьевой герметизатор (вращающийся превентор) не является противовыбросовым оборудованием, устанавливается сверху блока противовыбросового оборудования и используется для создания уплотнения между устьем и окружающей средой, а также для перенаправления потока промывочной жидкости из затрубного пространства в безопасном направлении. В комплекте с роторный устьевой герметизатор идет силовой блок управления, для охлаждения и смазки подшипников вращающегося превентора, а также поддержания давления в нем выше давления на устье. Штуцерный манифольд представляет собой автоматизированный комплекс, включающий в себя массовый расходомер, прецизионные кварцевые датчики давления, гидравлическая силовая установка, «умный» блок управления и система интерпретации данных в режиме реального времени.



Рис. 2 Штуцерный манифольд



Рис. 3 Вращающийся превентор

Система получения и контроля данных в реальном времени включает в себя интерфейс «пользователь-машина». Забойный клапан устанавливается как часть предыдущей обсадной колонны. Система выбора скважин-кандидатов SURE позволяет выполнить количественную оценку возможных преимуществ, тем самым учитывается вероятность высокой отдачи капиталовложений.

Штуцерный манифольд представляет собой автоматизированный комплекс, включающий в себя массовый расходомер, прецизионные кварцевые датчики давления, гидравлическая силовая установка, «умный» блок управления и система интерпретации данных в режиме реального времени. Система получения и контроля данных в реальном времени включает в себя интерфейс «пользователь-машина». Забойный клапан устанавливается как часть предыдущей обсадной колонны. Система выбора скважин-кандидатов SURE позволяет выполнить количественную оценку возможных преимуществ, тем самым учитывается вероятность высокой отдачи капиталовложений.

На практике данная технология уже успела зарекомендовать себя с положительной стороны. Канадская нефтедобывающая компания производила бурение через трудный пласт над продуктивным пластом посредством традиционной системы с использованием тяжёлого бурового раствора, что приводило к замедлению и контролю скорости проходки и увеличению простоев. Пробурив следующую скважину при помощи технологии MPD, была удвоена и утроена скорость проходки и устранены простои, что привело к уменьшению затрат на 20%. Реальный результат: была увеличена скорость проходки через трудные газоносные пласты. На самоподъёмной буровой морской установке в Анголе столкнулись с серьезными проблемами при бурении трещиноватого пласта, сложенного карбонатными породами, с низким забойным давлением и 2% сероводорода в газе. Потери составляли 1400 баррелей в час, скорость проходки 427 метров за 35 дней. При использовании технологии MPD были предотвращены потери бурового раствора и выход сероводорода на поверхность, увеличив скорость проходки до 12-67 метров в день. Реальный результат: предотвращение выброса сероводорода на поверхность.

Технология MPD очень эффективна, по сравнению с традиционными способами строительства скважин. Она повышает гибкость и эффективность процесса управления скважиной, при этом уменьшая количество связанных с давлением проблем. Вместо того чтобы работать с предварительной моделью скважины, которая является статичной, буровикам предоставляется возможность использовать динамический инструмент, который позволяет понять ситуацию с давлением в скважине, повышает эффективность и результативность управления. Данная технология имеет преимущества не только в теории, но и в реальных условиях. Сравнивая общепринятую технологию и технологию MPD на реальных примерах, мы можем увидеть безоговорочную эффективность технологии бурения с контролем давления. Использование этой технологии не создает никаких неудобств по переоснащению буровой установки и околоствольной обвязки. Нет сомнений в том, что в ближайшем будущем технология бурения с контролем давления (MPD) станет общепринятой и традиционной технологией, применяемой в скважинах, бурение которых на данный момент представляется опасным, дорогим и даже невозможным.

Литература

1. Официальный сайт компании Weatherford [www.weatherford.ru].
2. Сайт Академик [dic.academic.ru].

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОРГАНОБЕНТОНИТА В БУРЕНИИ

Ч.Ц. Барадиев, К.М. Минаев

Научный руководитель: ассистент А.В. Пахарев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день с развитием технологий наблюдается тенденция числа скважин с горизонтальным окончанием и большим отходом от вертикали. Добыча нефти осуществляется в сложных горно-геологических условиях. Актуальным является вопрос об увеличении дебитов посредством качественного вскрытия продуктивного пласта. Использование растворов на водной при вскрытие продуктивных пластов имеют негативное воздействие на пласт и как следствие на дебиты и на коэффициент извлечения нефти. Одной из передовых технологий для решения этих задач являются растворы на углеводородной основе (РУО) с органобентонитом в частности. РУО может использоваться как для качественного вскрытия, так и для отбора керн с его естественными показателями водонасыщенности и проницаемости в разведочном бурении, и для капитального ремонта скважин на нефть и газ.

В конце 40-х годов в США впервые применили РУО, который готовился на основе сырой нефти, в качестве структурообразователя использовался «Бентон-34». В применении растворы были пожароопасными, реологические характеристики оставляли желать лучшего, использование было весьма затратным. Плюс к этому раствор негативно воздействовал на окружающую среду.

Далее в 70-х, после качественных изменений в рецептуре были разработаны и внедрены инвертные эмульсионные буровые растворы. Дизельное топливо или нефть были дисперсионной средой, минерализованная вода- дисперсной фазой, эмульгатор являлся эмульгатором, а окисленный петроларий - структурообразователем. Недостатком данных растворов были: невысокие структурномеханические свойства, низкая термостойкость (до 90°C).

Решить эти задачи удалось посредством использования органобентонита как регулятора реологических реологических свойств, эффективного структурообразователя. Так же была достигнута высокая термостойкость (до 200°C). Однако в отечественной промышленности внедрение данной технологии оказалось затруднительным, в виду высокой стоимости, и воздействию на окружающую среду.

Важной из проблемой использования данной технологии в России являлась высокая стоимость приобретения структурообразователя за рубежом. Значительный прогресс в использовании РУО наметился в последние годы с налаживанием промышленного производства на отечественном предприятии ООО "Консист-А", органо-фильного бентонита на (органобентонита, аналога «Бентон-34»), являющегося наиболее эффективным структурообразователем и регулятором реологических свойств РУО и одновременно придающего им высокую термостойкость и ряд других положительных свойств.

Таблица 1

Материалы, используемые для приготовления 1 м³ раствора при соотношениях вода/масло 65/35 и 25/75

Материалы	Ед. измер.	Значение
Углеводородная среда	м ³	0,33 – 0,72
Водная фаза	м ³	0,65-0,25
Эмульгатор	м ³	0,02-0,025
Органобентонит	м ³	15-20

Использование отечественного бентонита в отличии от зарубежных, менее затратно. Так же малокомпонентный состав предполагаемых растворов так же снижают затраты. В условиях буровой раствор быстро готовится, легко очищается от выбуренной породы и без затруднений прокачивается. Реологические параметры в процессе бурения регулируются хорошо. Так же органобентонит обеспечивает раствору требуемую вязкость, высокие смазочные способности, неограниченную солестойкость, большую глиноёмкость, полную коррозионную устойчивость, устойчивость к CO₂ и H₂S, высокую термостойкость и электростабильность, возможность утяжеления раствора до удельного веса 2,2 г/см.

В зависимости от материалов и горно-геологических условий посредством лабораторных проверок уточняется состав раствора (табл. 1). Плотность неутяжеленного раствора может изменяться в пределах от 0,95 до 1,15 г/см³. Зависит от соотношения углеводородной и водной фазы и плотности.

Минерализацией водной фазы, утяжелители (мел, барит, соль и т.д.), дизельное топливо являются регуляторами плотности раствора. Гидрофобизатор используют в случае значительного утяжеления модифицированным баритом.

Соотношением фаз и органобентонитом регулируется вязкость РУО. С добавлением водной фазы вязкость повышается, а с добавлением дизтоплива - снижается.

Органобентонит и эмульгатор обеспечивают низкий уровень фильтрации (отсутствие в фильтрате водной фазы обязательное условие), а так же термостойкость и электростабильность всей системы раствора, глиноёмкость в 20%. Добавкой ЖС7 достигается устойчивость к H₂S. Устойчивость РУО к CO₂ практически неограничена.

При удовлетворительной очистки можно повторно использовать РУО. С помощью CaCl₂ или NaCl достигается минерализация водной фазы. При высокой плотности можно использовать ZnCl₂.

Перспективность использования раствора на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин была подтверждена в ходе опытно-промышленных испытаний в июле-августе 2012 года на Еты-Пуровском («Газпромнефть-Муравленко») и Вынгапуровском месторождениях («Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»). В испытаниях при проводке горизонтальных скважин использовался раствор на углеводородной основе Megadril. Как рассказал заместитель начальника управления строи-тельства скважин, начальник службы инжиниринга «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» Дмитрий Черкасов, на Вынгапуровском месторождении испытания прово-дились на базе двух скважин: «Одним из условий испытаний было бурение горизонтальных скважин, общая длина которых могла достигать более 200 м, под большим углом в неустойчивых отложениях. Главная задача, поставленная перед испытателями, — не допустить обрушения ствола скважины за счет оптимизации химического состава промывочной жидкости — успешно решена». В результате испытаний было подтверждено изначальное предположение, что раствором, полностью удовлетворяющим поставленным задачам, станет РУО на основе минерального масла, рецептура которого была разработана компанией M-I SWACO.

Испытаниям на месторождениях компании предшествовали масштабные исследования различных рецептур буровых растворов в лаборатории «Газпромнефть НТЦ». В итоге было разработано несколько оптимальных вариантов промывочной жидкости для бурения длинных горизонтальных участков в сложных горно-геологических условиях Вынгапуровского месторождения. Первичный анализ проведенных испытаний показывает, что инновационные разработки, впервые используемые на месторождениях «Газпром нефти», оправдывают заявленные показатели эффективности. Например, применение промывочных жидкостей с олеофильной фильтрационной коркой (система Flo-Thru), уже опробованных в ходе проведенных испытаний, дает сокращение времени на освоение скважины до одних суток. В среднем по скважинам, освоенным с применением инновационной технологии, фиксируется увеличение дебита на 5%. При этом общие затраты на бурение и освоение скважины увеличиваются всего на 1%.

В то же время эксперты обращают внимание на некоторые сложности, с которыми неизбежно придется столкнуться при масштабном применении новых растворов в ходе бурения и освоения скважин. Для внедрения и масштабного применения растворов на углеводородной основе, промывочных жидкостей с олеофильной фильтрационной коркой, высоко ингибирующих систем требуется дорогостоящее оборудование, которое обеспечивает экологически безупречную систему очистки и циркуляцию жидкости. Значительны затраты и на новейшие химические реагенты, которые отечественная промышленность практически не выпускает.

Литература

1. Калинин В. Раствор инноваций//Сибирская нефть серия "Газпром-нефть". – М.: 2013. – №1/98. – с. 38.
2. Бродский Ю.А., Файнштейн И.З. Качественно вскрыть продуктивный пласт поможет буровой раствор с органобентонитом // Нефтегазовая вертикаль - М.: 2002. – №5. – С. 56-58.
3. Бродский Ю.А., Файнштейн И.З., Заворотный В. Буровые растворы на углеводородной основе с применением органобентонита// Нефть и капитал. – №7. – 2003.
4. Беспанеева З. Л. Новые органоглины и полиэтилен-слоистосиликатные нанокмпозиты/ Автореферат дисс. на соискание канд. техн. наук. – Нальчик, 2011.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ПРИХВАТОВ И СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ

А.А. Барышников

Научный руководитель: ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема предупреждения и ликвидации прихвата бурильных и обсадных колонн является одной из самых актуальных тем в современном бурении. К сожалению, даже при использовании современных технологий и оборудования для сооружения скважин, практика бурения нефтегазовых компаний часто сталкивается с таким осложнением, как прихват бурильной колонны. По данным буровых компаний самым распространённым осложнением во время бурения является прихват бурового инструмента. Количество прихватов бурильной колонны ежегодно остается высоким. На долю прихватов приходится более 60% от общего числа осложнений, возникающих при ведении буровых работ, при этом 40% скважин, в которых произошли прихваты, пришлось ликвидировать или перебуривать.

Буровые компании ежегодно несут большие убытки по причине прихвата бурильного инструмента вследствие:

- потери времени на его ликвидацию;
- потери части бурильной колонны;
- необходимости бурения бокового ствола в обход оставленного в скважине инструмента;
- потери скважины.

Прихваты можно разделить на две большие группы: 1) механический прихват, возникающий вследствие зашламовывания ствола, обрушения стенок скважины, заклинивания инструмента по геометрическим причинам; 2) дифференциальный прихват.

Основными причинами прихвата бурильных и обсадных колонн являются [1,3,4,8]:

1. Непосредственный контакт некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени.

2. Резкое изменение гидравлического давления в скважине в результате выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора.

3. Нарушение целостности ствола скважины, вызванное обвалом, вытеканием пород или сужением ствола.

4. Образование сальников на долоте в процессе бурения или во время спуска и подъема бурильного инструмента.

5. Заклинивание бурильной или обсадной колонны в желобах, из-за попадания в скважину посторонних предметов, заклинивания нового долота в суженной части ствола из-за выработки по диаметру предыдущего долота.

6. Оседание частиц выбуренной породы или твердой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора.

7. Неполная циркуляция бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны.

8. Преждевременное схватывание цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов.

9. Отключение электроэнергии или выход из строя подъемных двигателей буровой установки.

В практике бурения нефтяных и газовых скважин можно выделить общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов [7,8,10,11]:

1. Использование высококачественных буровых растворов, дающих тонкиеплотные корки на стенках скважины;

2. Обеспечение максимально возможной скорости восходящего потока бурового раствора;

3. Обеспечение полной очистки бурового раствора от обломков выбуренной породы;

4. Регулярное прорабатывание в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

5. Утяжеление бурового раствора при вращении бурильной колонны;

6. Отслеживание температуры раствора, так как ее резкое снижение свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;

7. При вынужденных остановках необходимо через каждые 3–5 мин расхаживать бурильную колонну и проворачивать ее ротором;

8. При отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать;

9. Использование профилактических добавок в утяжеленные буровые растворы: нефть (10–15 %), графит (не более 0,8 %), поверхностно-активные.

В практике бурения применяют ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн:

1. Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируют путем расхаживания (многократное, чередующееся опускание и поднятие колонны) и проворачивания ротором бурильной колонны.

2. Установка нефтяной, водяной или кислотной ванны.

3. Гидроимпульсный способ (ГИС) рекомендуется для ликвидации дифференциальных прихватов, при заклинивании колонны в желобе и прихватов, которые возникли при подъеме бурильной колонны [2].

4. Освобождение бурильной колонны взрывом торпеды из детонирующего шнура (ТДШ), освобождение прихваченной бурильной колонны методом «встряхивания», а также для облегчения отвинчивания резьбового соединения труб, находящихся выше места прихвата [8].

5. Для освобождения прихваченного инструмента используют также яссударный (ЯУ), предназначен для нанесения осевых ударов по бурильному инструменту.

6. Ясс ударно-вибрационный (ЯУВ), предназначен для освобождения прихваченного бурильного инструмента нанесением по нему осевых ударов, направленных сверху вниз, или же созданием вибрации в колонне вращением бурильного инструмента под натяжением [9].

Одним из новых методов ликвидации прихватов является, использование поверхностно-активных добавок для увеличения эффективности жидкостных ванн. Компания «M-I Drilling Fluids Company», предлагает линию продуктов для добавления в жидкостные ванны с целью освобождения дифференциальных прихватов «PIPE-LAX». Данные поверхностно-активные добавки отлично зарекомендовали себя при ликвидации прихватов в Западной Сибири, в состав линейки добавок «PIPE-LAX» входят: («PIPE-LAX»; «PIPE-LAXW»; «PIPE-LAXENV»)[5].

На основании исследований, проводившихся в лабораториях компаний «ССК» и «СГК»[6];, были получены результаты, представленные в табл. 1–5 свойств.

Таблица 1

Физико-химические свойства смазочных добавок

Наименование реагента	Внешний вид	Запах	Плотность, кг/м ³ , при 20 °С	Вязкость, сСт, при 20°С	Вязкость, сПз, при 20 °С
«PIPE-LAX»	Густая жидкость Темно-коричневого цвета	Специфический, олифы	-	3698,24	-
«PIPE-LAX W»	Маловязкая жидкость темно-коричневого цвета	Специфический, олифы, резкий	877	8,68	7,61
«PIPE-LAX ENV»	Вязкая жидкость грязно-желтого цвета	Специфический, олифы, нерезкий	1000,4	87,77	87,81

Таблица 2

Определение вспенивающей способности

Наименование реагента	Количество добавляемого реагента, %	Время перемешивания, мин	Объем до и после перемешивания, мл	Увеличение объема, %	Объем после отстоя в течение 1 ч, мл
«PIPE-LAX»	1	1	101/110	8,91	110
«PIPE-LAX W»	1	1	101/104	2,97	104
«PIPE-LAX ENV»	1	1	101/102	0,99	102

Таблица 3

Влияние реагентов PIPE-LAX на основные и смазочные свойства естественного бурового раствора

Обработка раствора	Свойства раствора									
	УВ, с	ρ кг/м ³	pH	ПФ см ³ /30 мин	К, мм	η, мПа·с	τ ₀ , дПа	СНС 1/10, дПа	Ктр	Противо-прихватные свойства
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Исходный буровой раствор (ИБР)	29	1157	9,45	17	1,5	5	12	8/10	0,231	68,79
2. ИБР+ 0,1% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	10	7/10	0,176	-
3. ИБР+ 0,3% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	11	7/11	0,176	42,30
4. ИБР + 0,5% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	10	7/10	0,156	38,00
5. ИБР+ 0,7% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	10	7/10	0,105	26,40
6. ИБР+ 1,0% PIPE-LAX	29	1157	9,30	16,0	1,5	4	10	7/10	0,090	29,20

Таблица 4

Интенсивность пропитки фильтровальной бумаги в различных средах

Среда	Время пропитки на см ² пористой среды, с	
	сухой фильтр	влажный фильтр
PIPE-LAX	51	77
PIPE-LAX W	307	1700
PIPE-LAX ENV	160	959
Нефть	2400	7140
Нефть + 2,5% PIPE-LAX	1028	1040
Нефть + 2,5% PIPE-LAX W	309	1810
Нефть + 2,5% PIPE-LAX ENV	1710	2720

Таблица 5

Степень проникновения жидкости в глинопоршок

Исследуемая среда	Объем пропитки уплотненного бентонитового порошка за 10 мин, см ³
Реагент PIPE-LAX	1,5
Нефть	0,2
Нефть + 2,5% PIPE-LAX	0,6

На основании результатов, полученных в ходе лабораторных исследований компаниями «ССК» и «СГК», можно сделать следующие выводы:

- Применение реагентов группы «PIPE-LAX» приводят к увеличению эффективности противоприхватных свойств (низкое содержание твердой фазы, малой фильтрацией, вязкость, СНС, высоким ингибирующими и смазочными свойствами, стабильностью, поддержкой липкости глинистой корки) растворов.
- «PIPE-LAX» – это, в сущности, лучший из всех известных малотоксичный состав для освобождения прихваченной колонны бурильных труб вследствие воздействия дифференциального давления.
- «PIPE-LAX» легко смешивается и приготавливается. Для этого необходимо лишь правильно взвесить материал, чтобы получился раствор необходимой плотности.
- «PIPE-LAX» выполняет также роль эффективного смазочного материала.
- Эффективность «PIPE-LAX» равна эффективности токсичных растворов для освобождения прихваченных труб на основе углеводов.

Литература

1. Басарьгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин, 2000г – 679 с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
3. Каменских С.В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: метод. указание / С.В. Каменских, А.С. Фомин. – Ухта: УГТУ, 2010. – 40 с.
4. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов: В 2-х частях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 413 с.
5. Петров Н.А., Давыдова И.Н., Попов А.Н. Исследование зарубежных лубрикантов и эмульгаторов в качестве смазочных добавок промывочных растворов // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2012 – №5 – С. 405–418.
6. Промысловые данные буровых компаний ЗАО «ССК» и ООО «СГК-Бурение».
7. Рязанов В.И. Осложнения при бурении скважин: Курс лекций // Томск: ТПУ, 2013. – 71с.
8. Сеид-Рза М.К., Шерстнев Н.М., Бабаев О.А. и др. Причины прихватов бурильного инструмента, способы их предупреждения и ликвидации. – Баку: Азербнедр, 1975 – 176 с.
9. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 333 с.
10. <http://neftandgaz.ru>
11. <http://www.scriu.com>

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННОГО
ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕРМИКУЛИТА ВСПУЧЕННОГО**

А.С. Бубнов², И.А. Бойко¹, И.Н. Барышев¹

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *ООО «НИИТЭК ТПУ Бурение», г. Томск, Россия*

Цементирование относится к завершающей и наиболее важной операции при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Существующие облегчающие добавки повышают водосодержание тампонажных растворов, понижают прочностные характеристики цементного камня, а так же являются седиментационно не устойчивыми.

В настоящее время известно несколько десятков составов облегченных цементов, предназначенных для применения в различных областях строительства. Попытки использовать эти цементы для цементирования скважин встречают ряд трудностей, основными из которых являются следующие:

- 1) недостаточная плотность;
- 2) слабая прочность цементного камня;
- 3) нестабильность приготовленной смеси.
- 4) высокая стоимость облегчающих материалов.

Известно, что проникновение пластовых флюидов в продуктивный горизонт может осуществляться:

- по контакту цементный камень – стенка ствола скважины

- по связанным между собой капиллярам и трещинам в цементном камне;
- по контакту цементного кольца с обсадной трубой при наличии оставшегося бурового раствора;
- из-за расслоения тампонажного раствора (камня)

Наиболее серьезные осложнения при креплении скважин связаны с недоподъемом тампонажного раствора в затрубном пространстве на расчетную высоту. В скважинных условиях, особенно при применении чистых цементных растворов и существующей технологии вытеснения бурового раствора тампонажным, контракционные явления приводят к образованию контактных каналов обсадная колонна - цементный камень и, как следствие, к межколонным давлениям.

Для предупреждения этих отрицательных явлений используют тампонажные растворы пониженной плотности посредством:

- 1) введения легкого наполнителя (вермикулит, глинопоршок, перлит и другие) или использование вяжущего материала наименьшей плотности;
- 2) увеличение водосодержания цементного раствора вместе с повышением водоудерживающей восприимчивостью;
- 3) введения газообразной фазы;
- 4) замены части воды углеводородной жидкостью с меньшей плотностью.

Проблема создания облегченного тампонажного раствора, отличающегося от существующих, ускоренным схватыванием, повышенной прочностью, остается актуальной.

До настоящего времени в практике крепления скважин продолжает применяться устаревший и неэффективный "мокрый" способ приготовления облегченных тампонажных растворов посредством затворения стандартных тампонажных цементов на разбавленном водой глинистом (буровом) растворе. Характеристики и качество таких облегченных растворов и формирующегося из них камня тяжело прогнозировать. При цементировании промежуточных обсадных колонн обычно готовится цементно-бentonитовая смесь плотностью 1460-1570 кг/м³, которая готовится на основе глинистого раствора путём его предварительного разбавления водой до плотности 1,04-1,06 кг/м³ и последующим перемешиванием с цементом. Такие смеси позволяют увеличить высоту подъема тампонажной смеси за трубами, но применяемые геофизические методы контроля над качеством цементирования показывают, что в растворе, из которого готовится цементобentonитовая смесь, присутствуют химические реагенты, значительно изменяющие свойства цементобentonитовой смеси, ухудшающие ее качество и свойства камня.

Значительный интерес в качестве облегчающей добавки представляет добавка вермикулит. Вермикулит – минерал имеющий слоистую структуру из группы гидрослюдистых. Продукт вторичного изменения (гидролиза и последующего выветривания) темных слюд биотита флогопита. Вермикулит был впервые получен в начале XIX века, а в промышленности получил применение спустя 100 лет. Месторождения вермикулита находятся на Кольском полуострове и на Урале, в Красноярском крае, Иркутской области. Зарубежные месторождения находятся – в США (в штатах Монтана, Колорадо, Вайоминг, Северная Каролина, Джорджия), Казахстане, ЮАР, Украине, Уганде, Узбекистане Западной Австралии.

Результатами экспериментальных исследований физико-механических параметров облегченных цементных растворов с использованием данных добавок выявлена возможность эффективного понижения плотности цементного раствора (до 1350 кг/м³). Это объясняется в первую очередь не высокой плотностью самой добавки.

На основании анализа полученных результатов выявлено следующее:

- а) использования вермикулита эффективно уменьшает плотность раствора до 1300-1500 кг/м³, сохраняет свою плотность под давлением, седиментационно устойчив, раствор стабилен, обеспечивает образование цементного камня не большой проницаемостью и прочностью на изгиб, превышающую требования предъявляемыми отраслевыми стандартами;
- б) следует подчеркнуть высокую технологичность облегченных тампонажных растворов с использованием вермикулита. Каких-либо проблем в процессе затворения в скважину и прокачки выявлено не было;
- в) поглощения в процессе цементирования отсутствовали;
- г) в отличие от большинства других облегченных тампонажных смесей использование вермикулита позволяет определять качество цементирования скважин с помощью геофизических методов, в частности АКЦ
- д) плотность тампонажного раствора при затворении всегда идентичная плотности раствора на выходе из устья скважины

Одним из методов борьбы с седиментацией и контракцией является введение в состав тампонажных растворов полимеров, которые не только структурируют раствор, препятствуя оседанию твердых частиц и уменьшению физических размеров системы, но и закупоривают поры в цементном камне, создавая замкнутую пористость и снижая его газопроницаемость.

Данные исследований подтверждают вывод о том, что вермикулит вспученный является высокоэффективной активной добавкой к тампонажным цементам, о чем свидетельствует достаточно высокая прочность цементного камня и расширение цементного камня. Введение в состав тампонажного раствора химических реагентов снижает прочность цементного камня незначительно. Пониженная плотность тампонажного раствора с полимерными добавками (1,45 г/см³) связана, очевидно, с вовлечением в него воздуха при приготовлении. Несмотря на это, реальная плотность облегченных тампонажных растворов с вермикулитом вспученным (1,50 - 1,52 см³) вполне удовлетворяет условиям цементирования нефтяных и газовых скважин на месторождениях.

Таблица 1

Результаты исследований ПЦТ I-100 с различными добавками.

№	Состав	Показатели				
		Растекаемость, мм	Плотность, г/см ³	Время загустевания, 30Вс/мин/75°С	Прочность, Мпа, 2суток, 75С	Водоотделение, см ³ /2часа
1	ПЦТ I -100, Вермикулит (марки 150), бентонит	225	1,45	Имеет изначальноконсистенцию >30 Вс	1.5; 1.4;	1
2	ПЦТ I 100, вермикулит (марки 150) затворённый на раствореNaClI	>250	1.435	85	1.5; 1.34;1.46;	4
3	ПЦТ I 100, вермикулит (марки200) крепь 4, затворённый на растворе NaCl.	250	1,53	105	2.0;2.2;2.3	8,5
4	ПЦТ I-100, вермикулит (125мкм), крепь 4, NaCl	>250	1,52	100	3.3; 3.3;3.0	6
5	ПЦТ I-100, вермикулит (200-500мкм), крепь 4, NaCl	230	1,425	70	2.2; 2.4	5
6	ПЦТ I-100, вермикулит (500-800мкм), крепь 4, NaCl	220	1,41	20	2.0; 2.0	1,5
7	ПЦТ I-100. вермикулит (- 125 мкм), бентонит, Cem 1	> 250	1,53	260	2,4; 2,3;2,4	3

ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ УСТОЙЧИВОСТИ АРГИЛЛИТОВ И РАСТВОРЕНИЯ СОЛЕЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ВЕРХНЕЧОНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

К.В. Бузанов

Научный руководитель: старший преподаватель Л.Н. Нечаева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г Томск, Россия

Одним из проектных решений, оказывающих значительное влияние на эффективность бурения скважины, является выбор бурового раствора, тип и свойства которого влияют на качество строительства скважин, определяют возможность предупреждения осложнений и успешность вскрытия и освоения продуктивных пластов.

Поскольку в настоящее время легкодоступные запасы углеводородов исчерпаны, и большинство объемов бурения на сегодняшний день связаны с осложненными условиями бурения, то проблема качественной проводки ствола скважины стоит наиболее остро. Сложными, а подчас и несовместимыми условиями бурения и вызвано принятие решений о применении дорогостоящих технических средств и сложных технологических приемов в процессе строительства скважины. К таким подходам следует отнести обоснованное применение растворов на углеводородной основе для конкретных условий бурения. Однако, как и любой подход к решению проблемы, внедрение систем на нефтяной основе имеет свои преимущества и недостатки.

К преимуществам при применении РУО можно отнести стабильность скважины в том числе при бурении активных глин и массивов солей, хорошие смазывающие способности, температурную стабильность, слабая реакция на загрязнения, экономичность при повторном использовании, низкая коррозионная активность, высокая стабильность при бурении. Но есть и видимые недостатки его применения, к которым относятся высокая стоимость, ограничения на сброс при утилизации, повышенные требования к оборудованию приготовления, очистки и циркуляции, чувствительность к водопроявлению, CO₂, H₂S[1,2,3].

В силу многочисленных рабочих нюансов, применение РУО сегодня имеет скорее вынужденный характер, и имеет место, когда выявлен один из следующих фактов или же их комплекс[1,2,3]:

1. Наличие в геологическом разрезе продолжительные секции реактивных глин;
2. Большой отход от вертикали;

3. Высокотемпературные скважины;
4. Наличие в разрезе значительной секции солей;
5. Если имеются повышенные требования к качеству вскрытия либо посаженные пластовые давления.

Рассматривая растворы на углеводородной основе для Восточной Сибири, в частности для применения при бурении скважин на Верхнечонском месторождении, мы уделяем внимание, главным образом, вопросу устойчивости отложений Мотской свиты, а также наличие мощного солевого пласта Усольской свиты в разрезе. В стратиграфическом разрезе, характерном для скважин Западной Сибири, также присутствуют аргиллиты, которые успешно вскрываются на РВО, однако, они существенно отличаются по своему строению, составу и происхождению от аргиллитов Восточной Сибири [5,6].

Осадочный чехол Западной Сибири сформировался преимущественно в мезозойскую эпоху, он практически не испытывал интенсивных тектонических движений. Анизотропия в породах преимущественно связана с особенностями седиментогенеза, скоростью осадконакопления. Неустойчивые аргиллиты распространены здесь на тех гипсометрических уровнях, где скорость седиментогенеза была аномально высокой, что привело к захоронению в поровом пространстве части водного флюида, а значит и аномально высокому давлению внутри породы. В целом, общая матрица аргиллитов характеризуется минимальной пористостью и проницаемостью, которая практически изотропна в пространстве. Более того, все аргиллиты Западной Сибири характеризуются по составу преимущественным преобладанием смектитов [5,6].

Аргиллиты Восточной Сибири характеризуются достаточно невыдержанными структурно-текстурными особенностями: с наличием многочисленных наложенных трещин разрыва и скалывания, расщепления. Породы имеют значительную директивную проницаемость и пористость. По минеральному составу в таких породах в низкой концентрации находятся гидрослюда, каолинит, а также неглинистые минералы: кварц, карбонаты, полевой шпат [5].

В таблице 1 приведены главные признаки неустойчивых глинистых пород в Западной и Восточной Сибири [5].

Очевидно, что при одной и той же проблеме с неустойчивостью аргиллитов, подходы при избрании решений должны учитывать различия в происхождении и условиях залегания пород.

Таблица 1

Сравнение свойств неустойчивых аргиллитов Западной и Восточной Сибири

Признаки	Западная Сибирь	Восточная Сибирь
Региональная структура	Верхний структурный этаж осадочного чехла герцинской Западносибирской плиты	Нижний структурный этаж осадочного чехла древней Сибирской платформы
Стадия литогенеза	Средний катагенез	Ретроградный метаморфизм
Интенсивность тектонических движений	Нет или низкая	средняя
Температура	Средняя или высокая (более 50°C)	Низкая (10-30°C)
Пластовое давление	АВПД	АНПД
Развитие трещин	Нет или низкое	Среднее, несколько систем
Содержание смектитов	высокое	Низкое
Пористость	Нет или очень низкая	Низкая
Проницаемость	Нет или очень низкая	Низкая или средняя

Таблица 2

Сравнение типов раствора по адаптивности к разрезу ВЧНГКМ

Признаки	Тип раствора	
	Соленасыщенный раствор	РУО
Адекватность к АНПД по разрезу (возможность поддержания минимально низкой плотности б/р при оптимальном содержании кольматанта)	Отрицательная	Положительная
Инертность к солям	Удовлетворительная	Отличная
Реологический потенциал	Удовлетворительный	Хороший
Обеспечивающий устойчивость аргиллитов	Средняя вероятность	Высокая вероятность
Ингибирование	Хорошее	Отличное
Инертность к коррозии	Удовлетворительная	Отличная
Вероятность прихватов	Средняя	Низкая

Выбираемый раствор должен обеспечивать номинальность ствола в солевых отложениях, без их размытия, но, в то же время, быть адаптированным к аномально низким пластовым давлениям. Очевидный вариант – соленасыщенный раствор, не может быть принят однозначно, так как не совсем удовлетворяет

существующим пластовым давлением, и с неустойчивыми аргллитами равновесие в полном объеме не обеспечивается.

В итоге учитывая слабую активность минералов аргллитов, наличие зон АНПД, а также вышезалегающие галогенно-карбонатные породы можно предполагать, что для увеличения устойчивости аргллитов физико-химическими методами необходимо рассматривать, прежде всего, закрепляющие. С учетом имеющегося опыт бурения в регионе целесообразно первоначально рассматривать следующую схему при подборе системы и методов (табл. 2) [4].

На основании сравнения типов раствора на предмет адаптивности к разрезу ВЧНГКМ очевидно, что наиболее приемлемый вариант при выборе системы является раствор на углеводородной основе. Его использование решает проблему с устойчивостью аргллитов, растворением солей, а также снижает уровень кавернообразования до 25-30% [4].

Литература

1. Практика применения РУО // Презентация компании MI – SWACO. – г. Волгоград, 2009. – 74 с.
2. Практические вопросы применения растворов на углеводородной основе // Презентация компании MI – SWACO. – ХМАО, 2010. – 44 с.
3. Опыт применения РУО на Юрхаровском месторождении // Презентация компании MI – SWACO. – ХМАО, 2010. – 18 слайдов.
4. Техничко-экономическое обоснование применения РУО на Верхнечонском месторождении // проект компании MI – SWACO. – г. Иркутск, 2010. – 55 с.
5. Арсланбеков А.Р. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе // Бурение и Нефть. – Март 2011. – №3 – С. 132 – 140.
6. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / Под ред. В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С КАТАСТРОФИЧЕСКИМИ ПОГЛОЩЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ ПОД КОНДУКТОР НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НГКМ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОДУВКИ СКВАЖИН ГАЗООБРАЗНЫМ РАБОЧИМ АГЕНТОМ

К.В. Бузанов, Г.Г. Синебрюхов

Научный руководитель: доцент К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня все чаще на самых высоких уровнях руководства нашей страны звучит слово «инновация». Особенно часто это определение можно услышать в контексте проблем индустриального сектора. Значение этого слова подразумевает внедрение качественно новых идей, позволяющий получить положительные технические, технологические и экономические эффекты от их реализации. А поскольку наша страна обладает огромными запасами полезных ископаемых, в том числе и углеводородного сырья, то нефтегазодобывающая отрасль, как никакая другая, требует внедрения новых технологий.

Все большее внимание на сегодняшний день уделяется развитию нефтегазового сектора Восточной Сибири, т.к. на территории Восточной Сибири сосредоточены значительные запасы углеводородного сырья. Так извлекаемые запасы нефти на Верхнечонском месторождении оцениваются в 196 млн. тонн, а суммарные запасы нефти на Толоканском и Юрубчено-Тохомском месторождениях составляют более 170 млн. тонн [1]. Для повышения инвестиционной привлекательности регионов Востока, в частности на территории Иркутской области и Якутии, отменен налог на добычу полезных ископаемых. Безусловно, это стимулирует бизнес вкладывать средства в развитие региона. Однако, все резервы углеводородов, сосредоточенные в Восточной Сибири, можно с уверенностью считать трудноизвлекаемыми, в связи со сложным геологическим строением недр региона.

Так, процесс углубки скважин на Дулисьминском месторождении Иркутской области ведется при несовместимости условий бурения. Несовместимые условия бурения являются следствием распространения экзогенной трещиноватости на глубинах до 300 метров в интервале Верхоленской свиты, которая имеет очень сложное строение, обусловленное также переслаиванием контрастных по проницаемости пород, и поэтому процесс бурения интервала Верхоленской свиты ведется при катастрофических поглощениях бурового раствора, что неизбежно влечет за собой колоссальные экономические затраты. Так, например, на скважине №1106 катастрофическое поглощение бурового раствора открылось на глубине 50 метров. Борьба с таким типом поглощения, и на такой глубине утяжелением бурового раствора не представляется возможным, и закачивание кольматационного материала также не приносит требуемого эффекта. Вследствие этого, срок сооружения секции кондуктора на скважинах Дулисьминского месторождения составляет до 20 дней. Одновременно со сложными условиями бурения Верхоленской свиты, в структуре стратиграфического разреза ДНГКМ присутствуют мощный пласт солевых отложений в интервале Усольской свиты на глубине 1100-1900 метров и неустойчивые, склонные к набуханию и осыпанию аргллиты в интервале Мотской свиты на глубине 2350-2400 метров. И если последние два факта осложняют процессы проектирования скважины и подбора оптимального бурового раствора, то катастрофические поглощения бурового раствора в интервале Верхоленской свиты представляют собой более серьезную проблему.

Инновационным решением проблем сооружения кондукторов на Дулисьминском НГКМ, с большой долей вероятности, можно считать внедрение опережающего бурение интервалов подкондуктор мобильными

буровыми установками с использованием газообразных промывочных реагентов. Опережающим будем называть такой тип бурения, при котором на кустовой площадке первоочередным является бурение подкондуктор, а затем бурение остальных интервалов с помощью установок для эксплуатационного и разведочного бурения. Необходимо заметить, что бурение секций подкондуктор ведется вращательным способом от привода ротора, без искусственного искривления ствола скважины, что упрощает техническую и технологическую реализацию бурения обозначенного интервала с промывкой газообразным реагентом. Также при бурении таким способом увеличиваются механическая скорость и срок службы долота, меньше загрязняются горные породы и продуктивные пласты; сокращается время отбора образцов шлама; практически устраняется потеря циркуляции в пластах, не содержащих воду и нефть; при использовании газов можно осуществлять заканчивание в продуктивных газовых пластах, имеющих низкие пластовые давления, с сохранением естественных коллекторских свойств; практически исключается возможность пропустить пласты, содержащие воду, нефть или газ, дебиты и легко замерить, не прибегая к испытаниям пласта через бурильную колонну; устраняются выпучивания, размыв стенок ствола и обвалы в породах, естественная структура которых нарушается при смачивании водой[2].

Полученные преимущества позволяют уменьшить время и стоимость бурения скважин.

Однако при использовании воздуха и газа процесс бурения усложняется по следующим причинам:

1. Нет противодействия в скважине, которое обеспечило бы контроль за притоком воды, нефти и газа;
2. Отсутствует возможность контролировать устойчивость стенок ствола скважины;
3. Бурильная колонна теряет плавучесть из-за отсутствия архимедовой силы, что вызывает увеличение нагрузки на лебедку на 20-25%;
4. Увеличивается возможность образования взрывоопасной смеси в стволе скважины (при использовании воздуха) и в зоне буровой установки (при применении газа);
5. Буровую установку необходимо укомплектовать дорогим специальным оборудованием (компрессоры, дивертор)[4].

Существует несколько видов газообразных агентов, которые применяются при бурении скважин: выхлопные газы ДВС, азот, природный газ, сжатый воздух, туман, пены, аэрированные жидкости. Выбор определенного вида промывочного агента зависит от множества факторов, требующих детального анализа, в том числе от устойчивости пород разреза скважины, величины притока пластового флюида к скважине.[2]

Благоприятными для использования воздуха (газа) горно-геологическими условиями следует считать устойчивые горные породы, в которых отсутствуют вода и нефть. Углубление ствола с использованием сжатого воздуха и газов можно вести в увлажненных устойчивых горных породах и при очень малых водопритоках (до 11,4 л/мин). [1] Чтобы исключить слипание шлама, в рабочий агент вводят порошкообразные вещества – агенты, предотвращающие слипание шлама, и осушающие агенты (поглощающие воду).[3]

Если в геологическом разрезе имеются неустойчивые горные породы, то ствол можно углубить, используя при промывке пену. Она имеет следующие преимущества:

1. Низкие скорости восходящего потока в затрубном пространстве и стабилизирующее воздействие пены на водовосприимчивые формации позволяют углублять ствол в неустойчивых породах без размывания стенок ствола и образования каверн.
2. Исключается потеря циркуляции рабочего агента в зоне низкого пластового давления.
3. Увеличиваются механическая скорость и проходка на долото по сравнению с использованием буровых растворов.
4. По анализу пены, выходящей из выкидной линии, можно судить о наличии нефтегазоносных пластов и пластов, содержащих соленую воду.
5. Устраняется возможность неожиданного газопроявления, так как пена поглощает газ.
6. Резко сокращаются затраты на специальное оборудование.[4]

Однако использование пены имеет недостатки:

1. Низкая механическая скорость в сланцах, особенно, в липких глинах.
2. Необходимость большого количества компрессоров при наличии притоков нефти и воды свыше 3 л/мин для сохранения устойчивости пены.
3. При газопоступлениях свыше 8-12 м³/мин использования пен исключается.[4]

Как показывает современная практика, благоприятными условиями для использования пен следует считать горные породы (например, кавернозные и трещиноватые рифовые отложения с низкими пластовыми давлениями), в которых имеются притоки воды и нефти не свыше 3 л/мин. Их применение наиболее экономически эффективно при углублении ствола большого диаметра.[3]

Когда углубление ствола с использованием сжатого воздуха (газа) и пен становится нерациональным, вследствие увеличения поступления в скважину воды, нефти или газа, то для поддержания нормальных условий технологического процесса необходимо использовать туман. Использование последнего по сравнению с использованием воздуха и пен имеет ряд преимуществ[2]:

1. Исключаются осложнения, связанные с образованием сальников в результате слипания шлама с водой или нефтью, при любых их поступлениях из пласта.
2. При поступлении в скважину природного газа исключается образование взрывоопасной смеси и возникновение пожаров на буровой.

В то же время при использовании тумана появляются и недостатки:

1. Возрастают энергетические затраты в результате большого расхода и давления рабочего агента.

2. Наблюдается коррозия бурильных труб, если не применяются ингибиторы.

При использовании тумана сохраняются те же преимущества и недостатки, которые свойственны углублению ствола с применением воздуха и пен.

Аэрированные жидкости применяются в отечественной и зарубежной практике как эффективное средство для прохождения зон поглощений, в которых пластовое давление воды, нефти или газа ниже гидростатического. По сравнению с другими типами газообразных агентов – воздухом (газом), пенами и туманом - аэрированная жидкость имеет следующие преимущества[2]:

1. Легче предупредить внезапные водонефтегазопрооявления, так как часть скважины заполнена жидкостью;

2. Облегчается работа по герметизации устья скважины.

Аэрированные жидкости по сравнению с обычными буровыми растворами дают возможность:

1. Вследствие уменьшения гидростатического давления проходить зоны поглощений без осложнений, улучшать условия разрушения горной породы и очистки скважины от шлама, снижать давление в стояке и на насосах, уменьшать вредное воздействие на коллекторские свойства продуктивного пласта, опробовать пласты без дорогостоящего испытателя.

2. Ликвидировать гидравлические удары и пульсации в нагнетательной линии.

3. Уменьшать расход мощности для разрушения горной породы.

В то же время при использовании аэрированных жидкостей для промывки скважин наблюдается коррозия бурильных труб, ограничиваются возможности использования гидромониторного эффекта, так как требуются компрессоры высокого давления; исключается возможность углубления ствола через водонефтегазоносные горизонты, имеющие пластовые давления выше гидростатического или равные ему; стабильность системы связана с эффективностью циркуляции жидкого компонента[2].

Подробное исследование и более детальный анализ стратиграфического разреза скважин на ДНГКМ позволит сделать правильный, с точки позиции соблюдения технологического процесса, выбор в пользу определенного вида газообразного промывочного реагента или же их совокупности. Однако, уже на стадии выявления проблемы можно сделать вывод о том, что промышленное внедрение опережающего бурения интервалов под кондуктора на ДНГКМ позволит не только существенно сократить аварийность и сроки строительства скважин, но и коренным образом поменять концепцию технологии бурения скважин в условиях Восточной Сибири.

Литература

1. Авраменко М. Нефть Восточной Сибири: труднодоступна, но необходима // Континент Сибирь. – Новосибирск 2010. –Апрель №12. – С. 6-7.
2. Бурение скважин с использованием газообразных агентов / А.С. Бронзов. –М.: Недра, 1989. – 288 с.
3. Бурение скважин с очисткой забоя аэрированными жидкостями / Э.Х. Мехтиев. – М.: Недра, 1980. – 74 с.
4. Прогрессивные технологии сооружения скважин / А.Д. Башкатов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 554 с.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ДОВИНЧИВАНИЯ И НОРМАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ БУРОВЫХ ШТАНГ ПРИ ДЕЙСТВИИ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА И УДАРНЫХ НАГРУЗОК

С.С. Васенин

Научный руководитель: профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Широкое распространение при бурении скважин малого диаметра в твердых горных породах получил вращательно-ударный способ. В этом случае резьбовые соединения буровых штанг испытывают одновременно действие крутящего момента, осевого усилия подачи и ударных нагрузок.

В данной работе приведены результаты исследований напряжений в элементах резьбовых соединений штанг возникающих в результате нанесения серии ударов и постоянно действующего крутящего момента.

Установлено, что при наличии крутящего момента и силового импульса сжатия от продольного удара происходит довинчивание штанг (рис.1), в результате чего увеличиваются статические нормальные напряжения в элементах резьбовых соединений (показания с микроамперметра снимались при включенном ударном механизме и усилий подачи равном нулю). Увеличение статических напряжений сжатия – растяжения в элементах соединительных узлов объясняется тем, что при прохождении ударного импульса сжатия через соединение, витки ниппеля или муфты разгружаются от статических напряжений растяжения. В рассматриваемом случае внешний крутящий момент обеспечивает относительное угловое смещение буровых штанг на величину, соответствующую деформации растяжения, уменьшающейся в ниппеле или муфте при прохождении ударного импульса сжатия.

Увеличение статических напряжений сжатия-растяжения в элементах резьбового соединения в процессе нанесения ударов и действия постоянного крутящего момента происходит не бесконечно, а только до определенной величины.

По мере увеличения усилия затяжки после нанесения серии ударов вибрации соединения снижаются, коэффициент трения уменьшается незначительно и, в конечном счете, вибрации элементов соединения так уменьшаются, что коэффициент трения в резьбе и на торцах штанг практически остается неизменным и, как результат того, довинчивание штанг в соединительном узле полностью прекращается.

При сравнении двух соединительных узлов по максимальным статическим осевым силам, полученным после довинчивания штанг в процессе нанесения ударов и действия крутящего момента, можно заметить, что осевое усилие в муфтовом соединении больше, чем осевое усилие в ниппельном соединении, на 30% (параметры резьбы одинаковые, а площадь сечения муфты больше площади сечения ниппеля). Это объясняется тем, что величина статических напряжений сжатия-растяжения в элементах резьбового соединения при довинчивании штанг в процессе нанесения ударов и действия крутящего момента зависит от соотношения жесткостей соединяемых деталей. Чем меньше жесткость ниппеля или муфты по сравнению со штангой, тем меньше возникают статические напряжения сжатия в буровой штанге, следовательно, меньше максимальные напряжения при продольном ударе.

Следует иметь в виду, что характер распределения статических напряжений растяжения-сжатия по длине элементов муфтового и ниппельного соединений при довинчивании штанг от нанесения ударов и действия крутящего момента, аналогичен характеру распределения напряжений по длине элементов соединительных узлов от действия только крутящего момента, но большего по абсолютной величине.

Опытами показано, что максимальные статические нормальные напряжения в элементах резьбового соединения при довинчивании буровых штанг в результате нанесения ударов с постоянной силой и действия различных крутящих моментов изменялись, примерно, на одну и ту же величину (рис.1). Это объясняется тем, что один и тот же по амплитуде ударный импульс напряжения сжатия при прохождении через соединительный узел разгружает муфту и ниппель при различных крутящих моментах от статических напряжений на одну и ту же величину.

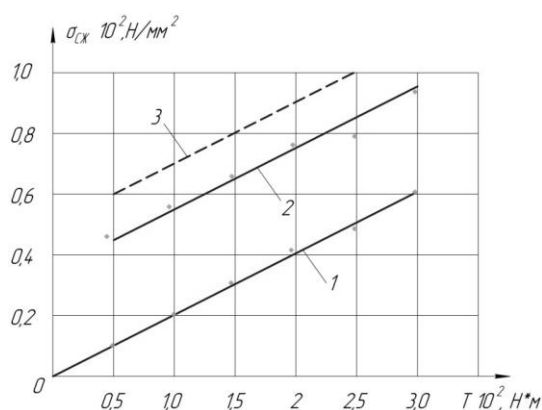


Рис. 1 Статические нормальные напряжения [1]

1- Нормальные напряжения, возникающие в резьбовой ниппельной штанге от действия крутящего момента;

2- Нормальные напряжения, возникающие в резьбовой части ниппельной штанги при действии крутящего момента и нанесении ударов;

3- Нормальные напряжения, возникающие в резьбовой части ниппельной штанги при действии крутящего момента и нанесении ударов, полученных расчетным путем.

Исследованиями установлено, что статические нормальные напряжения резко увеличиваются в элементах соединительных узлов в начальный момент нанесения ударов, т.е. примерно, через 5-6 ударов достигают 70-80% своего максимального значения, а примерно, через 30 ударов увеличиваются до максимальной величины.

Литература

1. Динамические процессы и напряжения в элементах резьбовых соединений буровых штанг при вращательно-ударном нагружении: - монография / А.Л. Саруев, Л.А. Саруев; Томский политехнический университет. - 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. - 70 с.

**БИОПОЛИМЕРНЫЙ БУРОВЫЙ РАСТВОР «ИКАРБ» ДЛЯ ВСКРЫТИЯ И ОСВОЕНИЯ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

Бу Хью Куиет

Научный руководитель доцент А.С. Бубнов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

1. Система биополимерного раствора «ИКАРБ»

а) Описание системы

Система биополимерного бурового раствора «ИКАРБ» специально разработана для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов.

Одним из способов получения буровых растворов с максимально низким содержанием твердой фазы является создание промывочных жидкостей, обладающих повышенными тиксотропными свойствами. Для этого в промывочную жидкость вводятся добавки высокомолекулярных органических соединений, выполняющих роль структурообразователей. В качестве таких добавок наибольший интерес представляют микробные полисахариды, часто называемые биополимерами. В бурении скважин их применяют для регулирования вязкости, повышения удерживающей способности бурового раствора и интенсификации добычи нефти [1].

Биополимеры являются высокоочищенными разветвленными полимерами ксантановой смолы. Процесс их производства заключается в использовании микроорганизмов естественного происхождения, при ферментации которого получают ксантановую смолу. Ксантановая смола извлекается путем осаждения изопропиловым спиртом, затем измельчается и высушивается.

Главным свойством тиксотропных систем на основе биополимеров, в отличие от других полимеров на основе полисахаридов, является способность при небольших концентрациях создавать системы, обладающие псевдопластичностью, то-есть аномалией вязкости: обеспечение высокой вязкости в межтрубном пространстве (пространстве, ограниченном поверхностью ствола скважины и внешней поверхностью буровой трубы) и низкой вязкостью в области насадок долота. В результате этого гидравлическая мощность, доставляемая к долоту, увеличивается и возрастает скорость проходки, а высокая вязкость в затрубном пространстве препятствует осаждению выбуренных частиц.

В состав системы бурового раствора ИКАРБ, кроме биополимера, входят высокоочищенные полимеры - полианионная целлюлоза ЭКОПАК SL или R, модифицированный крахмал ИКР, бактерицид, пеногаситель, КС1, мраморная крошка определенного фракционного состава, смазывающая добавка и реагенты для регулирования показателя рН.

Компоненты системы подобраны особым образом, что позволяет получить растворы с минимальной фильтрацией и уникальными реологическими свойствами [1].

Таблица 1

Характеристика химических реагентов биополимерного раствора ИКАРБ

Наименование компонентов бурового раствора	Описание и назначение реагента
Хлористый калий	Сухая кристаллическая нетоксичная соль, плотность 1,98г/см ³ . Служит для ингибирования глинистых минералов.
ХВ-полимер	Структурообразователь системы, обеспечивающий стабильное регулирование реологических свойств биополимер (ксантановая смола высокой степени очистки), используется для удержания твердой фазы во взвешенном состоянии. Прогрессирующая прочность (структура) раствора обеспечивает отличное удержание карбонатного утяжелителя, а низкая пластическая вязкость – хорошие реологические свойства. Разрушается 15% соляной кислотой.
Экопак R, SL	Регулятор вязкости, является вторичным реагентом по контролю за фильтрацией в системе «ИКАРБ» на соленой основе и первичным – на пресной воде
ИКР	Диспергирующий полимерный понизитель фильтрации (производная крахмала), эффективный как в пресноводных растворах, так и в растворах на основе рассолов. Разлагается 15% соляной кислотой.
ИКБАК	Бактерицид, предназначенный для предотвращения бактериального разложения органических компонентов бурового раствора. Смесь органических веществ и катионных производных в водном растворе.
ИКЛУБ	Смазывающая добавка, анионная смесь жиров и специальных добавок.
ИККАРБ	Наполнитель (утяжелитель), представляет собой молотый мрамор, имеющий удельную плотность 2,7 г/см ³ , используется для утяжеления раствора и экранирования пласта. Разрушается 15% соляной кислотой.
ИКДЕФОМ	Пеногаситель, противовспениватель
Каустическая сода	Применяется для регулирования щелочности раствора (рН)

в) Реологические свойства системы «ИКАРБ»

Как отмечалось выше компоненты бурового раствора системы «ИКАРБ» подобраны таким образом, что позволяет получить растворы с минимальной фильтрацией и уникальными реологическими свойствами. При высоких градиентах сдвига (истечение из насадок долота, движение в гидроциклонных установках) эффективная и пластическая вязкость раствора резко снижается, а условная вязкость остаётся минимальной. При движении бурового биополимерного раствора в затрубном пространстве, вязкость бурового раствора возрастает. Режим течения - псевдопластичный, что позволяет раствору полностью выносить выбуренный шлам из наклонной и горизонтально направленной частей ствола скважины и легко удалять его из раствора в системе очистки.

Псевдопластичные свойства буровому биополимерному раствору придаёт наличие в системе разветвленного ХВ полимера. Уникальной особенностью биополимеров является снижение вязкости при увеличении скорости сдвига (например, на насадках долота), что объясняется разворачиванием цепей биополимера и ориентирование их таким образом, что течению оказывается минимальное сопротивление. При снижении скоростей (движение бурового биополимерного раствора в затрубном пространстве) первоначальная структура раствора устанавливается, как только исчезают усилия сдвига.

Вязкость при низкой скорости сдвига и гелеобразная структура раствора помогают создать сопротивление при фильтрации раствора в пласт. Вследствие этого скорость фильтрации значительно уменьшается при удалении в пласт, так как скорость сдвига быстро стремится к нулю.

Ввиду многообразия, сложности и ответственности функций, выполняемых биополимерным буровым раствором в процессе бурения, выбор его оптимальных реологических характеристик имеет огромное значение. Реологические характеристики биополимерного бурового раствора должны быть подобраны таким образом, чтобы с достаточной полнотой охарактеризовать его как реологическую систему. Совместное рассмотрение реологических критериев позволяет комплексно оценивать технологические свойства биополимерного бурового раствора и его уровень в качестве гидродинамического агента бурящейся скважины [4].

Основные реологические понятия и определения, применяемые для оценки технологических характеристик приведены в таблице 2.

Таблица 2

Основные реологические характеристики

№ №	Наименование реологического показателя	Характеристика
1	Пластическая вязкость, мПа.с	Условная величина, характеризующая вязкостное сопротивление бурового раствора течению; не зависит от давлений прокачивания, определяется расчётным путём после измерения на вискозиметре OFITE
2	Эффективная вязкость, мПа.с	Характеризует сумму вязкостного и прочностного сопротивлений течению, снижается с увеличением давлений прокачивания. Определяется расчётным путём после измерения на вискозиметре OFITE
3	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Условная величина, характеризующая прочность структурной сетки, которую необходимо разрушить для обеспечения течения бурового раствора; не зависит от давлений прокачивания и увеличивается с ростом вязкостного сопротивления бурового раствора. Определяется расчётным путём после измерения на вискозиметре OFITE
44	Показатель неньютоновского поведения n для оценки псевдопластичных свойств	Степень отклонения реологических свойств от поведения ньютоновских жидкостей, т.е. жидкостей с постоянной вязкостью (вода, глицерин и др.) Показатель n воды равен 1. Снижение значений показателя n вызывает выполаживание эпюры скоростей потока в кольцевом пространстве скважины. в результате чего повышается его транспортирующая способность, т.к. основная масса шлама оказывается в зоне максимальных скоростей. Определяется расчётным путём после измерения на вискозиметре OFITE по формуле : $3.32 \lg(\phi 600/\phi 300)$

2. Преимущества системы «ИКАРБ»

Буровой биополимерный раствор «ИКАРБ», созданный специально для вскрытия и освоения продуктивных пластов, в силу уникальных технологических характеристик, наиболее полно удовлетворяет требованиям, предъявляемым к качеству вскрытия пластов.

1. Обладает способностью быстро формировать на стенках скважины малопроницаемую наружную фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата раствора в пласт.

2.Твёрдая фаза бурового раствора, представляющая собой измельчённую мраморную крошку определенного гранулометрического состава, полностью растворяется в кислотах, что позволяет убирать её со стенок, из поровых каналов и трещин при освоении скважины[5].

3. Гранулометрический состав твёрдой фазы подобран таким образом, чтобы обеспечивать минимальное проникновение раствора в поры пласта за счёт образования закупоривающих тампонов на входе в поровый канал.

4. Состав жидкой фазы биополимерного бурового раствора системы «ИКАРБ», содержащий в своём составе биополимер и полианионную целлюлозу, биоразлагаем и не оказывает необратимого загрязняющего действия на коллекторские свойства продуктивного пласта.

5. Уникальные реологические свойства биополимерного бурового раствора системы «ИКАРБ» позволяют раствору полностью выносить выбуренную породу из наклонных и горизонтальных частей ствола скважины и легко удалять его из раствора в системе очистки.

6. Возможность вторичного использования бурового биополимерного раствора системы «ИКАРБ» при кустовом бурении скважин.

7. Компоненты, составляющие систему бурового раствора системы «ИКАРБ», биоразлагаемы, относятся к 4 классу опасности, что обеспечивает системе экологическую безопасность [2].

а) Система «ИКАРБ» и максимальное сохранение естественных свойств пласта

Система ИКАРБ разработана для уменьшения загрязняющего эффекта в продуктивном пласте. Это достигается несколькими способами:

Минимальная репрессия на пласт. Состав системы ИКАРБ может быть специально подобран для каждого пласта. Эта система может работать фактически с любой водой, от пресной до соленасыщенной (любыми солями). Возможность варьировать плотность позволяет уменьшить репрессию на пласт.

Ингибирующие свойства фильтра в пласте. Концентрацию и тип соли можно подобрать таким образом, чтобы обеспечить не только нужную вязкости, но и ингибирующие способности фильтра [4].

Вязкий фильтр. Поддержание вязкости при низких скоростях сдвига и минимальное содержание полимеров-стабилизаторов и твердых частиц обеспечивают фильтрату вязкость, которая не позволяет ему значительно проникнуть в пласт.

Минимальное проникновение фильтра в пласт. Контролируется эффективным закупориванием поровых отверстий специальным кольматирующим материалом ИККАРБ 50/75/150, в зависимости от степени открытия каналов, и поддержанием высокой вязкости при низкой скорости сдвига.

Непродолжительный контакт с продуктивным пластом. Время контакта минимальное, потому что система ИКАРБ поддерживает высокую механическую скорость проходки. Система ИКАРБ также исключает проблему очистки скважины, сокращая время на СПО.

Небольшое содержание твердой фазы (включая коллоидную). Общая концентрация твёрдых частиц поддерживается на минимально-достаточном уровне, что улучшает эффективность очистки, тем самым, способствуя поддержанию чистой системы с низкой концентрацией коллоидных глинистых частиц, которые могут загрязнить пласт.

Разрушение системы во время заканчивания скважины. Все используемые продукты в системе ИКАРБ кислотнo-водорастворимы и способны окисляться. Перед началом освоения скважины рекомендуется разрушить корку кислотой. Это сведёт к минимуму нарушение эксплуатационных качеств пласта. В зависимости от метода заканчивания скважины и типа коллектора, в некоторых скважинах пробуренных с помощью системы ИКАРБ начинают разработку без кислотной обработки [4].

б) Очистка и обеспечение устойчивости ствола скважины

При бурении наклонных и горизонтальных участков скважины с применением обычных растворов возникают следующие проблемы:

- зависание и прихват бурильной колонны,
- недостаточная передача нагрузки на долото,
- затяжки и посадки при СПО,
- увеличение крутящего момента,
- повышение эквивалентной плотности циркуляции и гидроразрыв пласта,
- глубокая кольматация пристволенной зоны,
- изменение направления профиля из-за образования уступов,
- плохое качество цементирования.

Гидротранспорт шлама в наклонных и горизонтальных участках скважины в значительной мере сложнее, чем в вертикальных по следующим причинам. При углах наклона более 20 градусов шлам оседает и накапливается на нижней стенке скважины вокруг бурильной трубы (минимальная скорость движения жидкости) и сползает или в определенной момент лавиной устремляется в направлении, противоположном движению раствора, скапливаясь в местах сужения кольцевого пространства (вокруг замковых соединений). При этом интенсивность лавинообразования в динамических условиях может быть даже выше, чем в статических [5].

Лавинообразное движение шлама приводит к образованию конвекционных потоков, выталкивающих более легкую часть раствора вверх, а тяжелую часть со шламом - вниз, ускоряя тем самым в несколько раз осаждение. Во многих случаях циркуляция усиливает этот эффект, что также вызывает ускоренное выпадение выбуренной породы и расслоение по плотности и вязкости. Последнее, в свою очередь, усиливает несимметричность профиля скорости потока и ограничивает вынос породы даже за счёт увеличения плотности и подачи насосов.

Все вышеназванные факторы учтены при разработке реологических параметров системы ИКАРБ наряду с применением специальных технологических приемов промывки.

Псевдопластичные реологические свойства системы ИКАРБ обеспечивают высокую степень очистки ствола и позволяют вести бурение с механической скоростью до 50 м в час в стволе 215 мм. Хорошая удерживающая способность твердых частиц во взвешенном состоянии сокращает время промывок перед подъемом долота и дохождения до забоя.

Ингибирующие свойства системы ИКАРБ создаются введением хлористого калия.

Выводы

Преимущества биополимерного раствора: максимальное сохранение устойчивости стенок скважины, соблюдение оптимальных реологических характеристик для транспортировки выбуренной породы на дневную поверхность, что особенно важно при бурении горизонтальных участков ствола скважины; максимальное снижение содержания естественно нарабатываемой твердой фазы в растворе; минимальное проникновение фильтрата биополимерного раствора в призабойную зону продуктивного пласта; высокая экологичность, обеспечиваемая биоразлагаемыми компонентами системы обработки; простота регулирования параметров биополимерного бурового раствора и стабильность параметров в большом диапазоне рН.

Научно обосновано и в промышленных условиях подтверждено обеспечение сохранности природных фильтрационно-емкостных свойств вскрываемых низко и средне проницаемых тиррегенных коллекторов нефти и газа, содержащих глинистые минералы применением биополимерсолевых промывочных жидкостей.

Установлено, что биополимер, поступая в поровое пространство пласта, адсорбируется на поверхности поровых каналов, сужает их, образует кольматационный экран. Адсорбируясь на глинистых включениях, являющихся составным элементом горной породы, предотвращает их гидратацию и набухание. Связывая значительное количество дисперсионной среды, способствует снижению процесса фильтратоотдачи бурового раствора. Наличие электролита (солей хлорида калия, ацетата калия либо формиата натрия) способствует ингибированию процессов гидратации и диспергации глинистых включений, снижению поверхностного натяжения и капиллярного давления, защиты биополимерного реагента от воздействия бактерицидов и регулирования плотности раствора.

Литература

1. Ананьев А.Н., Пеньков А.И.(ред). Учебное пособие для инженеров по буровым растворам: Изд-во, 2000. – 142с.
2. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
3. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Пер. с англ. – М: Недра, 1985. – 509 с.
4. Капитонов В.А. Исследование процессов отложения неорганических солей и подбор ингибиторов для борьбы с этим явлением // Записки горного института. Полезные ископаемые России и их освоение. – 2004. – Т. 159, ч. 2. – С.52-54.
5. Чубик П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 300 с.

РАЗРАБОТКА ЛЕГКИХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ВЕРМИКУЛИТА

К.М. Минаев, В.М. Горбенко

Научный руководитель: доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На ряде месторождений строительство скважин осложняется наличием в разрезе высокопроницаемых пластов и пластов с низким поровым давлением. Наиболее эффективным технологическим решением, позволяющим существенно сократить затраты на цементирование обсадной колонны в таких условиях, является использование облегченного тампонажного раствора с заданной плотностью. Использование сверхлегких систем цементирования в современных осложненных скважинах может значительно повысить качество тампонирующего и производительность скважины [1].

Наиболее часто снижение плотности тампонажных растворов осуществляется за счет увеличения водоцементного соотношения. Однако это влечет за собой необходимость введения водоудерживающих добавок, поскольку в противном случае происходит нарушение седиментационной устойчивости цементного теста, увеличение водоотдачи и фильтрации тампонажного раствора. Для обычной портландцементной суспензии при водоцементном соотношении 0,55 проявляется заметное водоотделение, которое при достижении этого показателя 0,6 достигает недопустимых значений. Скорость фильтрации жидкости через суспензию можно уменьшить, повысив вязкость жидкости, степень дисперсности твердой фазы, введением воздухововлекающих добавок. Чаще всего вязкость цементного раствора повышают путем введения бентонитовой глины, но формирующийся цементный камень будет обладать низкой прочностью. В качестве воздухововлекающих добавок широко применение находят алюмокалиевые полые микросферы, которые являются отходами сжигания топлива на ТЭЦ. Данные тампонажные системы хорошо изучены, обладают предсказуемыми и относительно легко регулируемыми свойствами. В то же время, главный недостаток алюмокалиевых полых микросфер – их дефицитность. Альтернативой данным микросферам в качестве воздухововлекающей добавки может выступать вспученный вермикулит.

Эффективность облегченных тампонажных материалов с добавкой вермикулита обусловлена физико-химическими процессами его взаимодействия с цементом с образованием новых гидратных фаз, упрочняющих структуру композиционного материала. По сравнению с широко применимыми гелецементными растворами, такой тампонажный раствор обладает лучшими закупоривающими свойствами; способствует увеличению высоты подъема цементного теста в трещиноватых породах. Кроме того, он характеризуется низкой

теплопроводностью, обеспечивающей лучшие условия твердения цемента; релаксирующей способностью, повышающей морозостойкость и трещиностойкость [3 - 7].

Стоит отметить, что в ТюменНИИгипрогаз проводилось цементирование с использованием цементвермикулитовых растворов. Цементирование проводилось комбинированным способом (прямой-обратной заливкой) эксплуатационных колонн [8]. Дополнительно в состав композиции входил регулятор скорости схватывания хлорид кальция. Разработчиками отмечается, что оптимальными технологическими параметрами обладают системы с плотностью 1490-1520 кг/м³, при водоцементном соотношении 0,8-0,9, однако на данный момент для обеспечения одноступенчатого цементирования эксплуатационных колонн требуется применение растворов с плотностью 1350-1450 кг/м³. Таким образом, объем применения цементвермикулитовых растворов сильно сократился, и в настоящее время они применяются только для цементирования кондукторов в интервалах многолетнемерзлых пород [9].

В работе [10] отмечается, что при использовании вермикулитоцементных растворов зачастую возникали осложнения, связанные с невозможностью проведения процесса его продавливания в затрубное пространство после кратковременной остановки циркуляции. Проведенные экспериментальные исследования показали, что причиной этого является расслоение и образование вермикулитовых пробок, водяных поясов, нерегулируемое сокращение сроков схватывания.

Поэтому авторами исследования предпринята попытка разработки рецептуры вермикулитсодержащего цементного раствора плотностью 1350-1400 кг/м³, что позволит использовать данные тампонажные растворы при одноступенчатом цементировании скважины. Кроме того, для обеспечения снижения стоимости цементирования, цемент марки ПЦТ-I-G-CC-1 был заменен более дешевым ПЦТ-I-100. Для получения более низкой плотности цементного раствора, по сравнению с ранее испытанными рецептурами [11, 12], применили вермикулит меньшей насыпной плотности (150 кг/м³) и более крупной фракции (до 1 мм). Данная марка вермикулита обеспечивает большее воздухововлечение, соответственно, обеспечивает большее снижение плотности при сохранении тех же пропорций, что и ранее испытанные вермикулитоцементные смеси. Однако такие растворы обладают меньшей седиментационной устойчивостью. Низкая стабильность раствора способствует возникновению межпластовых перетоков и межколонных нефтегазопоявлений в период ожидания затвердевания цемента, а высокая скорость фильтрации – формированию проницаемого цементного камня. Таким образом, происходит снижение качества разобщения пластов и сокращению межремонтного периода эксплуатации скважин. Поэтому для дополнительной регулировки вязкостных характеристик тампонажного раствора проведено изучение влияния добавок бентонитовой глины и полимерных реагентов на свойства вермикулитсодержащего тампонажного раствора и камня. Результаты представлены в таблице 1. Добавка полимеров (карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), метилцеллюлоза (МетилЦ), крахмал) во всех случаях приводит к уменьшению водоотделения цементного теста, в результате образуются устойчивые системы, стабилизируется плотность раствора, уменьшается вероятность образования вермикулитовых пробок в результате циркуляции раствора. Дополнительно увеличивается время загустевания цементного раствора, прочность цементного камня остается примерно на том же уровне. Для использования стоит рекомендовать метилцеллюлозу, данный реагент обеспечивает наименьшую плотность тампонажного раствора, хорошо растворяется, значительно увеличивает время загустевания и снижает водоотделение.

Таблица 1

Результаты испытаний цементных составов
(90% ПЦТ-I-100, 10% вермикулит М150) с добавками полимеров

Измеряемые параметры	Добавка				
	Нет	0,12% КМЦ	МетилЦ 0,15 %	МетилЦ 0,075% Бентонит 1,5%	0,06% крахмал
Плотность, г/см ³	1,35-1,40	1,37	1,35	1,40	1,40
Растекаемость, мм	>250	250	220	215	205-210
Время загустевания, мин – 30 Вс (75 °С)	110	148	145	105	152
Прочность на изгиб через двое суток, МПа	1,35	1,40	1,35	1,30	1,46
Водоотделение, см ³	40	2,4	0	0	1,0

В результате проведенной работы можно сделать следующие выводы: несмотря на то, что в лабораторных условиях облегченные тампонажные растворы на основе вермикулита имеют характеристики удовлетворяющие требованиям ГОСТ 1581-96, необходимы полевые исследования и проведение пробных заливок скважины, чтобы сделать заключение о применимости данных растворов для цементирования скважин..

Основным достоинством вермикулита при использовании его в качестве облегчающей добавки является неограниченное количество при имеющемся производстве, возможность регулировать насыпную плотность и фракционный состав.

В качестве недостатков стоит отметить:

1. высокую смазывающую способность вермикулита (сравнима с графитом), в результате чего уменьшается адгезия цементного раствора к обсадным трубам, соответственно при расхаживании труб возможно образование заколонных перетоков;

2. релаксирующую способность вермикулита за счет защемленного воздуха, вермикулит в отличие от микросфер не имеет замкнутых полостей, и способен поглощать воду, в результате чего под давлением и при циркуляции необратимо меняется плотность цементного раствора;

3. инертность вермикулита, в результате чего под вопросом остается возможность образования единой структуры с цементной фазой.

Литература

1. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика: справочник. — СПб.: Професионал, 2007. — 416 с.
2. Большая Советская Энциклопедия: в 30 т. / гл. ред. А.М. Прохоров. — 3-е изд. — М.: Советская энциклопедия, 1970 — Т. 4: Брасос - Веш. — 1971. — 500 с.
3. А.с. 1339233 СССР, МКИЗ Е 21 В 33/138. Тампонажный раствор/ А.А. Ключов, Т.В. Кузнецова, М.М. Шалыпин, Н.А. Данюкин, Е.М. Нанивский, Ю.Ф. Захаров (СССР). — № 4056952/22-03. Заявлено 16.04.86.
4. А.с. 884367 СССР, МКИЗ Е 21 В 33/138. Облегченный тампонажный раствор для низкотемпературных скважин/А.А. Ключов (СССР). — № 2977437/ 22-03. Заявлено 25.08.80.
5. Горский А.Т., Баталов Д.М., Швецов В.Д. Применение вермикулитоцементных растворов для цементирования скважин. // Тр. ин-та/ ЗапСибНИГНИ. — 1983. — Вып. 66. — С. 54-59.
6. Ключов А.А. К эффективности использования тампонажных растворов пониженной плотности. // ЭИ Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. — М.: 1985. — Вып. 10. — С. 9-11.
7. Ключов А.А. Разработка и исследование цементных тампонажных композиций, твердеющих при пониженных температурах. Диссертация д.т.н.— М.: 1993. — 560 с.
8. Облегченная тампонажная смесь. Ипполитов В.В., Подшибякин В.В., Белей И.И., Коновалов В.С., Вялов В.В. — № RU2243358С1. Заявлено 29.04.2003.
9. Белей И.И., Штоль В.Ф., Щербич Н.Е. Типы применяемых облегченных тампонажных растворов для крепления скважин на газоконденсатных месторождениях севера Тюменской области. //Стр-во нефт. и газ. скважин на суше и на море. — 2005. — № 3. — С. 30-32.
10. Данюшевский В. С., Алиев Р. М., Толстых И. Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. - М.: Недра, — 1987. — 372с.
11. К.М. Минаев, В.М. Горбенко, В.А. Кайль, А.С Бубнов, И.А. Бойко. Облегченные тампонажные растворы на основе вермикулита // 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 II; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. — С. 206 – 208.
12. Минаев К.М., Горбенко В.М. Разработка облегченных вермикулитсодержащих тампонажных материалов // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы Всероссийской научно-практической конференции. Т. II. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — С. 69 – 71.

ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОМЫВОЧНЫХ УСТРОЙСТВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ И ЛОПАСТНЫХ ДОЛОТ, ОСНАЩЕННЫХ РЕЗЦАМИ PDC

А.А. Гребенников

Научный руководитель: старший преподаватель Н.А. Баркалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Российские и зарубежные исследователи в достаточном объеме осветили аспекты влияния основных параметров режима бурения и схем промывки шарошечных долот и лопастных долот, оснащенных резцами PDC, на процесс очистки забоя скважины. В ВНИИБТ, были проведены исследования, которые обосновали наличие трех, отдельно протекающих процессов на забое скважины, таковыми являются: первый – это непосредственно очистка поверхности забоя, второй – это очистка призабойной зоны, третий – это очистка вооружения долота. Исходя из этого, возникает необходимость создания систем промывки буровых долот, которые либо в равной степени повышали эффективность всех трех процессов очистки забоя одновременно, либо делали упор на том процессе, повышение эффективности которого наиболее адекватно в данных условиях, либо возникает необходимость улучшить уровень эффективности того процесса, который протекает с наибольшими затруднениями.[1]

Как известно, главная причина снижения эффективности бурения – это рост дифференциального давления с ростом глубины. Данное явление приводит к увеличению силы, прижимающей частицы породы к забою, что затрудняет их отрыв и, следовательно, очистку забоя в целом. При высоких дифференциальных давлениях и низких скоростях фильтрации бурового раствора осуществляется переход к состоянию горных пород, в котором наблюдается псевдопластичное разрушение, вне зависимости от того, каковы прочностные характеристики горных пород в атмосферных условиях. При таких сложных условиях возникает необходимость в присутствии мощного струйного воздействия на забой скважины, что могут обеспечить лишь те гидромониторные насадки, перепад давления в которых достаточно высок. Доказано, что поперечные потоки,

возникающие при разрушении струи, исходящей из насадки долота, способствуют увеличению способности частиц разбуренной породы лучше отрываться от забоя. Это вызвано динамическим воздействием гидромониторных струй на периферийную зону забоя, а центральная часть забоя оказывается без воздействия ударной волны. Чтобы усилить эффективность воздействия на разрушенные частицы разбуренной породы, расположенные на забое, используя поперечные потоки промывочной жидкости, можно использовать два способа. Первым способом является распределение воздействия струй жидкости равномерно по всей площади забоя. Второй способ реализуется за счет повышения скоростей истечения жидкости из гидромониторных насадок, так как одним из наиболее важных факторов, определяющих эффективность гидромониторных долот, является скорость истечения, а не расход жидкости.[2]

Несмотря на то, что гидромониторная схема промывки является наиболее распространенной, существуют некоторые недостатки данной схемы промывки буровых долот.

Так как воздействие струй жидкости в гидромониторных долотах направлено на периферийную зону забоя, которая составляет обычно одну треть от площади забоя, промывочное воздействие на центральную часть забоя снижено, что снижает эффективность очистки этой зоны. В центральной зоне забоя происходит хаотичное движение шлама, что приводит к повторному перемалыванию частиц, что снижает эффективность бурения в целом, а в случае шарошечного долота это приводит к попаданию частиц шлама в зазор между спинкой лапы долота и стенкой скважины, что приводит к ускоренному абразивному износу долота.[3]

Имеет место воздействие струй не только на поверхность забоя, но и на стенки скважины в некоторых типах конструкций буровых долот. Ориентация струй бурового раствора обычно обуславливает попадание оси струи в 12-14 мм от стенки скважины. Так как конус рассеивания струи обычно составляет до $3 d_n$, наблюдается непосредственное воздействие части струи на стенку скважины. Данное явление отрицательно воздействует на эффективность бурения в мягких и пластичных породах. В такой ситуации имеется повышенное струйное воздействие на породу и повышенное вихреобразование бурового раствора в призабойной зоне скважины, которые приводят к значительному увеличению кавернообразования ствола скважины.[4]

Кроме того, обычно происходит очистка только периферийной части долота, что снижает агрессивность вооружения долота. Такое явление наблюдается в основном в глинистых породах, как следствие, снижается эффективность процесса разрушения горной породы. Основным способом очистки долота от сальников является образование завихрений промывочной жидкости у долота, что обычно оказывается не вполне достаточным.[5]

Для устранения всех перечисленных выше недостатков, которые присущи гидромониторной схеме промывки, было разработано новшество, получившее название – ориентированная система промывки. Для того чтобы внедрить данную систему в область практического применения, было предложено несколько вариантов конструкций промывочных узлов. Данные решения воплощались с помощью наклонных насадок, которые были изготовлены из стали 40X, которые в дальнейшем подвергались термической обработке. Крепление данных устройств в промывочном канале долота осуществлялось при помощи электродуговой сварки. При пробном вводе в эксплуатацию идеи ориентированной схемы промывки данная система была апробирована. Экспериментальная схема обеспечила прирост скорости проходки в течение первых 3-4 часов работы долота на забое, во время которых велись замеры. За всё долбление не было сильного прироста механической скорости и проходки, а в некоторых случаях наблюдалось даже снижение этих показателей.[6] Причина была в падении скорости истечения жидкости с 70-75 м/с до 40-50 м/с, что происходило из-за чрезмерного эрозионного размыва отверстий промывочных устройств. Характер изменения скорости истечения бурового раствора из насадок в течение долбления представлен на рис. 1.

Для того чтобы имелась возможность осуществлять замену насадок в условиях буровых, были предложены конструкции крепления насадок, изображенные на рис. 2, 3.[10]

Для снижения эжекционного действия истекающих струй и усиления их ударного воздействия на преграду наклонные насадки были приближены к забюю на 15-17 мм, что позволило разместить наклонный срез насадок на расстоянии 10-12 мм от зубьев шарошек.[7]

Несмотря на это нововведение должного повышения стойкости насадок к размыву не наблюдалось. Размыв был осуществлен в течение одного долбления.

Для решения данной проблемы была использована минералокерамика 22ХС, как заменитель стали 40X, применявшейся до этого. Конструкция насадок и узлы их крепления изображены на рис. 2, 3. Несмотря на это, после отработки долот наблюдались случаи слома наклонных насадок с большим углом отклонения, это обуславливалось наличием уступов в кавернозных интервалах наклонно-направленных скважин. Этот эффект наблюдался, в основном, в скважинах с наклоном ствола более 20°. [8]

В целях повышения износостойкости промывочных узлов долот при введении ориентированной схемы промывки возможны следующие конструктивные решения:

1. Замена материала сталь 40X, из которого ранее изготавливались насадки, на вольфрам карбидовый сплав, такой как, ВК-8, при этом будут сохранены конструкции промывочных узлов, т.е. аналогично тем, что изображены на рис.2, 3.

2. Применение обычных насадок минимально возможных высот, которые необходимо устанавливать в оправке (стаканчике) крепления под определенным углом к оси промывочного канала (рис.4).

Главное достоинство данной конструкции – это возможность применения в серийных гидромониторных долотах, а также установка насадок под нужным углом к оси долота. Главный недостаток – высокая сложность в изготовлении.

3. Изменение направления действия истекающих струй жидкости с помощью изменения конструктивной ориентации в нужном направлении самих промывочных каналов. Предложенная конструкция лишена недостатка прошлой системы, но и обеспечивает более эффективное удаление частиц шлама из призабойной зоны благодаря перемещению промывочных узлов ближе к оси долота, и как следствие этого, имеет место увеличение "живого" сечения для восходящих потоков жидкости.[9]

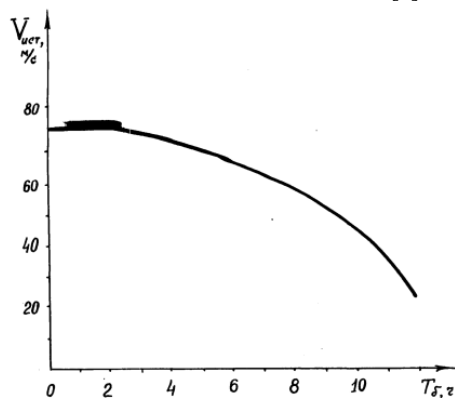


Рис. 1. Характер изменения скорости истечения жидкости из насадок долота, изготовленных из стали 40X в течение долбления

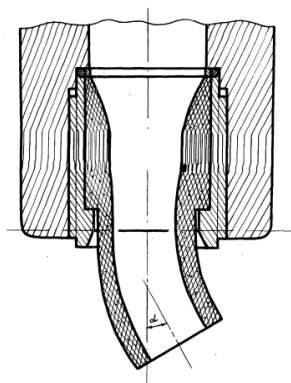


Рис. 2 Конструкция промывочного узла с ориентированной системой промывки №1

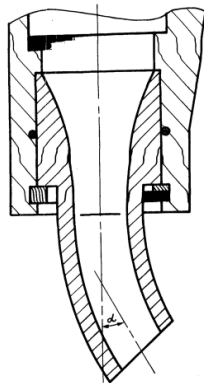


Рис. 3 Конструкция промывочного узла с ориентированной системой промывки №2

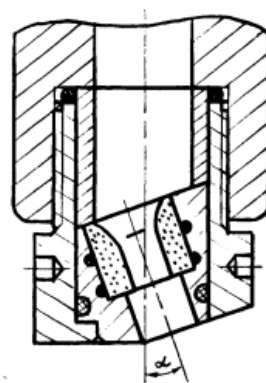


Рис. 4 Конструкция промывочного узла с ориентированной системой промывки №3

Резюмируя вышесказанное можно сделать следующие выводы:

1. Ориентированная схема промывки повышает эффективность каждого из трех частных процессов очистки забоя скважины, необходимость поддержания которых на высоком уровне возникает в процессе бурения всего разреза скважины;
2. Данная система показала свое превосходство в сравнении с стандартной гидромониторной схемой промывки забоя во всех интервалах бурения, вне зависимости от физико-механических свойств слагающих пород.
3. Данная схема промывки наиболее благоприятна для работы опор шарошечных долот.
4. При использовании данной системы происходит стабилизация параметров кривизны ствола скважины, кроме того уменьшается интенсивность кавернообразования при бурении в интервале залегания глинистых пород [10].

Литература

1. Адлер Ю.П., Маркова Е.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. - М.: Наука, 1976, - 279с.
2. Акопов Э.А. Очистка забоев глубоких скважин» - М.:Недра,1970. - с. 3-13.
3. Айриянц А.С., Симонов В.В., Шацов Н.И. О дроблении шлама между корпусом шарошечного долота и стенками скважины*- Нефть и газ, 1965, - с. 37-41..
4. Буров В. И., Кононцов А.И., Крист М.О., Малкин И.Б. и др. Некоторые результаты опытного бурения скважин гидромониторными долотами при повышенных перепадах давлений на Самотлорском месторождении. - Нефтяное хозяйство, 1973, - с.77-80.

5. Гусман А.М., Малкин И.Б., Мительман Б.И. Исследование эффективности гидромониторных долот ВНИИБТ, 1970, – с. 119-120.
6. Козодой А.К., Зубарев А.В., Федоров В.С. Промывка скважин при бурении.- М, Гостоптехиздат, 1963. – с. 109-111.
7. Козодой А.К., Варламов Е.Л. Количественная оценка силового воздействия гидромониторной струи на забой скважины.- Труды ВолгоградНИПИнефть, 1975, – с. 28-30.
8. Мительман Б.И., Гусман А.М., Гольдштейн И.Е., Энгель А.С. Исследование эффективности работы гидромониторных долот,- Бурение, 1967, » – 50 с.
9. Соболевский В.В., Шевченко Ю.М., Мясников Б.И. Разрушение горных пород высокоскоростными струями жидкости. - Нефтяное хозяйство, 1974, – с.247-249.
10. Пестров А. П. Разработка рациональных схем промывочных устройств трёхшарошечных долот для бурения скважин в условиях Западной Сибири, 1984, с.117-128.

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ СКВАЖИНЫ НА
ВАНКОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ЦЕЛЬЮ РАЗРАБОТКИ
РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ СОВРЕМЕННЫХ РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫХ
СИСТЕМ**

Э.В. Дашиев

Научный руководитель: доцент К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время системы наклонно-направленного бурения имеют большое значение для нефтяной промышленности при разработке морских месторождений, месторождений с ограниченным доступом к площадке размещения бурового оборудования, в регионах со сложными климатическими условиями и с протяженными по длине профилями горизонтальных участков скважин.

Формирование жестких требований к оптимальной технологии и технике наклонно-направленного бурения вызвано у специалистов стремлением продлить срок службы месторождений на море и на суше путем бурения боковых стволов из существующего ствола скважины, и заканчивания скважин с горизонтальным отрезком ствола. Эти решения позволяют увеличивать дебит и полностью извлечения углеводородов из пласта. Поскольку наклонные и горизонтальные скважины значительно дороже вертикальных, даже умеренное повышение эффективности их проводки может обеспечить значительную экономию.

Внедрение гидравлических забойных двигателей-отклонителей во второй половине прошлого столетия упростило проводку наклонных скважин [1]. Однако при использовании таких типов двигателей проявляются ряд проблем, особенно при бурении горизонтальных скважин в продуктивных пластах большой длины и малой мощности. Эти проблемы связаны с режимами использования забойных двигателей-отклонителей [2].

Часто при бурении геологически сложных интервалов скважин с малым радиусом допуска, целесообразно применять так называемые роторно-управляемые системы (РУС). Эти системы находят всё более широкое применение во всем мире в связи повышением требований к наклонному и горизонтальному бурению. Они имеют целый ряд преимуществ перед современными винтовыми забойными двигателями-отклонителями (ВЗД) [3].

В данной работе произведен анализ основных типов РУС, и оценена целесообразность их применения на скважине с горизонтальным участком ствола на Ванкорском нефтяном месторождении.

Итак, проведем сравнительный анализ особенностей использования ВЗД и РУС при наклонно-направленном бурении нефтегазовых скважин.

Для начала рассмотрим особенности режимов использования управляемых забойных двигателей.

Управляемые двигатели осуществляют бурение в одном из двух режимов: во вращательном и наклонном (скользящем).

При вращательном режиме роторный стол или верхний привод буровой установки вращают всю бурильную колонну с одновременной передачей осевого усилия на долото.

В скользящем режиме колонна не вращается, а вращается только нагруженное осевой силой долото. Поток бурового раствора направляется на забойный двигатель для приведения долота во вращательное движение.

Выбор конкретного двигателя и технологии его использования при бурении наклонно-направленных скважин во многом определяют способность компоновки наращивать, сохранять или уменьшать угол в процессе углубки скважины. Обычная практика предполагает вращение бурового долота от вала забойного двигателя с одновременным вращением бурильной колонны с поверхности при малой интенсивности вращения для формирования прямолинейной траектории скважины [2]. Измерения наклона и азимута можно получать в режиме реального времени при помощи инструментов инклинометрии в процессе бурения. Для корректировки траектории скважины необходимо перейти с вращательного на скользящий режим.

Для перехода в скользящий режим необходимо остановить вращение бурильной колонны, чтобы технолог выполнил ориентацию изгиба забойного двигателя (задал угол торца бурильного инструмента) в направлении желаемой траектории. Это непростая задача, принимая во внимание крутящие силы, которые могут заставить бурильную колонну повести себя как сжатая пружина [2].

После учета крутящего момента долота, скручивания и контактного трения бурильной колонны необходимо с поверхности постепенно поворачивать бурильную колонну с небольшим шагом, используя измерения положения трассы скважины в процессе бурения для определения направления ее движения.

Поскольку бурильная колонна может амортизировать крутящий момент на длинных интервалах, может потребоваться совершить несколько вращений на поверхности, чтобы только один раз повернуть снаряд в скважине. После подтверждения надлежащей ориентации торца породоразрушающего инструмента, бурение ведется с помощью забойного двигателя в заданном направлении. Эту процедуру повторяют несколько раз в процессе бурения, поскольку реактивный крутящий момент, возникающий при продвижении долота в породу, может вызвать изменение ориентации торца долота.

Каждый режим бурения сопряжен со своими трудностями. При вращательном бурении изгиб буровой забойной компоновки заставляет долото вращаться с отклонением от ее оси, из-за чего ствол скважины имеет несколько больший диаметр и спиралевидную канавку. Стенки ствола получаются более шершавыми, что повышает скручивающие и осевые нагрузки на бурильную колонну. Это также может вызвать проблемы при спуске в скважину оборудования для ее заканчивания – особенно на длинных горизонтальных участках.

В скользящем режиме недостаток вращения создает другие сложности. Если бурильная колонна прилегает к нижней стороне скважины, буровой раствор движется вокруг трубы неравномерно, что ослабляет способность раствора по отводу выбуренной породы. Это, в свою очередь, может привести к образованию слоя выбуренной породы или накоплению обломков на нижней стороне скважины, что повышает риск прихвата трубы. Скольжение также снижает имеющую мощность для вращения долота, что в сочетании с трением скольжения уменьшает скорость проходки и повышает вероятность прихвата под действием перепада давлений [2].

В стволах с большим отходом от вертикали силы трения могут расти до тех пор, пока осевой нагрузки станет недостаточно для преодоления торможения бурильной колонны о стенки скважины. Это делает дальнейшее бурение невозможным. Кроме того, смена режима бурения со скользящего на вращательный и обратно может создавать волнообразные неровности или резкие изгибы ствола. Это повышает его извилистость, тем самым увеличивая трение в процессе бурения и спуска обсадной колонны или оборудования заканчивания скважины.

Некоторые из перечисленных проблем решаются с применением РУС.

Наиболее важная особенность РУС состоит в том, что она обеспечивает непрерывное вращение бурильной колонны, тем самым, исключая необходимость ее скольжения в ходе наклонно-направленного бурения. Также РУС практически мгновенно реагирует на команды с поверхности, когда необходимо изменить траекторию скважины. Их применение обеспечивает высокую скорость проходки в связи с уменьшением количества СПО и отсутствием режима скольжения. Кроме того, улучшается качество ствола скважины, т.к. отсутствует изгиб в нижней части КНБК.

Наиболее распространенной РУС в наши дни является система компании Schlumberger – “Power Drive”. Принцип действия данной системы заключается в использовании отклонителей над долотом, которые позволяют создавать давление на боковую поверхность долота в направлении, противоположном действию отклонителей. При этом отклоняется вся РУС. В системе “Power Drive” основным элементом конструкции является стабилизатор-отклонитель (рис. 1). На вращаемом приводном валу 1 размещается корпус невращаемого стабилизатора-отклонителя 2, в котором встроены блок электроники и датчики инклинометрии 5, управляющие гидравлическими клапанами 3, приводящими в действие отклоняющие опоры 4.

Отклоняющие опоры, управляемые независимо друг от друга при определенном выдвигании из корпуса, задаваемом электроникой, создают радиальное усилие к долоту с направлением и силой, соответствующей векторной сумме усилий на опорах (рис. 2).



Рис. 1. Стабилизатор-отклонитель

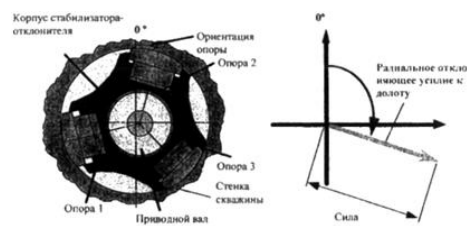


Рис. 2. Принципиальная схема действия отклоняющего устройства

Итак, проведем оценку целесообразности использования данной РУС “Power Drive” для бурения горизонтального участка ствола скважины на Ванкорском нефтяном месторождении. В таблице 1 представлены технические данные роторно-управляемой системы “Power Drive Vortex475”.

В течение последних нескольких лет, бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин на Ванкорском месторождении ведется с использованием забойных двигателей-отклонителей [4]. Как отмечалось выше, они не обеспечивают качественную проводку скважин по наиболее продуктивным и протяженным участкам пласта, поэтому дебиты некоторых наклонно-направленных и горизонтальных скважин оказались недостаточно высокими.

Для того чтобы повысить эффективность бурения и оптимизировать цикл строительства скважин, проведем теоретическую оценку целесообразности применения РУС для проводки скважин в горизонтальных участках.

Продуктивный пласт Ванкорского нефтяного месторождения состоит в основном из песчаника и минеральных солей. Мощность данного пласта относительно небольшая – около 15 м. Из-за отложений минеральных солей коллектор неоднороден по проницаемости, поэтому эффективная мощность еще больше сокращается и составляет всего 7-9 метров. Кроме того, прежде чем достичь продуктивный пласт, необходимо перекрыть отложения солей и аргиллитов [4]. Все эти факторы значительно снижают эффективность бурения скважин.

Таблица 1

Технические данные РУС “Power Drive Vortex475”.

Power Drive Vortex475	
Номинальный диаметр	121 мм
Диаметр ствола	149-168 мм
Максимальный диаметр корпуса	137 мм
Общая длина	9 м
Максимальная интенсивность кривизна ствола скважины	15°/30м
Макс. Нагрузка на долото	133000 Н
Макс. Скорость вращения долота	250 об/мин.
Макс. температура	150 °С
Макс. Гидростатическое давление	138 МПа
Рекомендуемый перепад давления на долоте	1,4-5,2 МПа

Исходя из описанной выше модели продуктивного пласта Ванкорского месторождения, целесообразно применение роторно-управляемой системы по причине наличия малой мощности пласта и большой протяженности горизонтального участка. Кроме того, по данным группового рабочего проекта на скважину, технические характеристики РУС Power Drive Vortex подходят по гидростатическому давлению и максимальной температуре на забое буримой скважины.

Кроме этого, бурение скважины под хвостовик выполняется долотом диаметром 152 мм, что соответствует диапазону ствола скважины (149-166 мм) для РУС Power Drive Vortex 475. Поэтому и с этой точки зрения целесообразно включить в компоновку низа буровой колонны данную систему.

В пользу использования РУС также достаточно сложный профиль скважины с изменениями зенитного и азимутального углов. Интенсивность искривления данной скважины входит в диапазон максимальной интенсивности кривизны ствола скважины (табл. 1).

Конструкция бурового долота - еще один ключевой фактор для обеспечения высокой скорости проходки при использовании РУС. Для РУС “Power Drive Vortex 475” специалисты компании Schlumberger подбирают долота с помощью интегрированной платформы для проектирования долот IDEAS [5]. Она позволяет инженерам оптимизировать подбор долота на основании результатов моделирования всей буровой системы в целом.

В работе был проведен анализ особенностей использования винтовых забойных двигателей-отклонителей и роторно-управляемых систем при наклонно-направленном бурении нефтегазовых скважин. Также был представлен принцип действия самой распространенной роторно-управляемой системы “Power Drive Vortex 475”. Исходя из технических данных данной системы, а также из групповых рабочих проектов по скважинам 110 куста Ванкорского месторождения была установлена техническая и технологическая целесообразность применения роторно-управляемых систем на данном месторождении.

Литература

1. Лягов А.В. Динамические компоновки для бурения забойными двигателями. Автореф. дисс. на соискание уч. ст. д.т.н., Уфа, 2005, 27 с.
2. Панов К.Е. Разработка и совершенствование технических средств и технологий для бурения наклонно направленных, пологих и горизонтальных скважин. Автореф. дисс. на соискание уч. ст. к.т.н., Тюмень, 2006, 39 с.
3. «Роторно-управляемые системы» [электронный ресурс] - 04.09.2010 - Режим доступа: <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft206656.pdf>
4. Групповой рабочий проект горизонтальной скважины 190 куста Ванкорского месторождения.
5. Элизабет Хаттон, Эммануэль Перрейн. “Best of both worlds: a hybrid rotary steerable system”. Русский перевод статьи // Нефтегазовое обозрение – М., 2011, 13 с.
6. Сборник групповых рабочих проектов 110 куста Ванкорского месторождения // Групповой рабочий проект на 185, 187, 188, 190, 596, 597, 606 скважины.

**СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО И
ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Н.А. Девушкин, И.Т. Сичковский

Научный руководитель: ассистент В.Н. Бабилов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ведущие специалисты нефтегазовой отрасли отмечают, что Западная Сибирь остается одним из самых крупных регионов по распространению пластовых осадочных полезных ископаемых в мире. Месторождения Западной Сибири расположены в пределах Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областях, общей площадью более двух миллионов квадратных километров. На данный момент Россия занимает восьмое место в мире по доказанным запасам нефти. Они оцениваются приблизительно в 74 миллиарда баррелей, что составляет около 10 миллиардов тонн. Региональные запасы бассейна Западной Сибири по некоторым оценкам составляют до 70% доказанных запасов нефти России. Но в тоже время, на сегодняшний день в пределах бассейна почти не осталось месторождений с традиционными коллекторами, которые не введены в разработку. В связи с этим крупнейшие нефтегазодобывающие компании, в том числе и в Томской области, постепенно переходят на новый уровень, запуская в разработку более глубокие горизонты с меньшей геолого-геофизической изученностью и недостаточной информацией о фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов. По мнению ученых около 10% от запасов нефти в Западной Сибири составляет доля палеозойской нефти.

На сегодняшний день проблема извлечения палеозойской нефти остается актуальна. Не определены и не сформированы методики, которыми возможно руководствоваться при разработке залежей палеозойского возраста. Помимо трудности извлечения запасов, так же существуют сложности с определением физико-химических характеристик пласта, интерпретацией данных по исследованию керна и результатов геофизических исследований. Еще одна проблема, с которой сталкиваются недропользователи, это попутный пластовый нефтяной газ, который необходимо утилизировать. В Томской области, как правило, нефте-газовые залежи в палеозойских отложениях приурочены к коре выветривания, которая представлена трещиновато-кавернозными известняками, нередко с распространенной «газовой шапкой». Оценка трещиноватости является намного более сложной проблемой, чем оценка пористости и проницаемости типичного порового коллектора. Фактически трещиноватость зависит от распределения механических напряжений в горной породе и ее прочностных свойств. Основные характеристики трещиноватости (результаты трещинообразования), такие как раскрытость трещин, их размер, распределение, ориентация и т. д., будут связаны с характером напряженного состояния и типами пород (хрупкие или пластичные), их структурными особенностями, глубиной залегания (давлением вышележащих пород), литологией, мощностью пласта и т. д. [1]. Трещиноватый коллектор имеет высокую проницаемость и в перспективе позволяют получать высокие дебиты. Опыт строительства скважин со вскрытием палеозоя показывает, что, как правило, при бурении скважин в трещиновато-кавернозных породах следует ожидать интенсивных поглощений бурового раствора, вплоть до катастрофических и полных. При этом ситуация зачастую осложняется высоким газовым фактором и поглощения могут сопровождаться газонефтепроявлениями.

Компания ООО «Газпромнефть-Восток» проводит работы по освоению палеозойских отложений уже на протяжении десяти лет. Первопроходцем стало Урманское месторождение — на долю этого участка приходится треть всех запасов нефти, доказанных и утвержденных на шести месторождениях компании. На сегодняшний день добыча на Урманском месторождении из доюрских пластов составляет 2,5 млн тонн нефти.

В рамках опытно-промышленной программы по освоению палеозоя заложено бурение скважин на Арчинском месторождении (наклонно-направленную пологую и горизонтальную) на кусту 16ис.

Фактические данные скважины № 1124, куст 16ис, месторождение Арчинское:

Фактическая глубина 3889 по стволу, 3132 по вертикали.

Направление 324мм. (0- 300 м)

Кондуктор 245мм. (300-1191м.)

Эксплуатационная колонна 178мм. (1191-3752м.)

Хвостовик 127мм. (3602-3889м.)

Общее время, затраченное на строительство интервала под спуск 127мм. хвостовика составило: 16 суток.

Угол входа в продуктивный пласт 73 градуса.

Цементировка хвостовика не производилась. Хвостовиком послужила 127мм перфорированная труба.

ГРП не предусматривалось.

Ожидаемый дебит 100 т/сут.

Проведены испытания ГИС: проведен расширенный комплекс ГИС компанией «Шлюмберже Лоджелко Инк.» на трубах. Записан полный комплекс. Первый спуск приборов PEX-AIT-HNGS, (акустическое зондирование микромеджер АКШ). Общее время бурения скважины составило 42 дня.

Так же, на месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» была опробована технология бурения хвостовиков на обсадных трубах. За период 2009-2013 годов пробурено порядка 20 скважин. Технология предложена компанией «Weatherford». Как современная технология, позволившая минимизировать риски аварийных ситуаций, бурение на обсадных трубах показала себя с лучшей стороны, но не получило широкого распространения в силу отсутствия возможности изучения продуктивного горизонта геофизическими

методами. С учетом возрастающих потребностей в проведении геофизических исследований в горизонтальных и пологих скважинах, для реализации этой технологии с одновременным проведением комплекса ГИС требуются специальные обсадные трубы.

По сложившейся практике бурение на палеозойские отложения осуществляется по традиционным технологиям. Как правило, конструкция скважины определена следующей: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна, спускаемая в кровлю палеозойских отложений и эксплуатационный хвостовик. После спуска эксплуатационной колонны углубление осуществляется малым диаметром (долото 152.4мм) со спуском хвостовика и креплением его на подвесном устройстве в эксплуатационной колонне. Такая же конструкция применяется и при бурении наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием или с углами вскрытия продуктивного пласта 60-80 градусов.

Из опыта бурения на палеозойских месторождениях Томской области известно, что баланс плотности бурового раствора находится в пределах 1,10-1,12 г/см³: при плотностях ниже 1,10 г/см³ наблюдается повышенное содержание газа в буровом растворе и опасность возникновения нефтегазопроявления; при превышении плотности - поглощения бурового раствора. Так же опасность поглощения бурового раствора связана с неоднородностью трещиноватых коллекторов, что вносит свои коррективы в технологический процесс строительства скважин.

Технология бурения в условиях поглощений (особенно катастрофических) весьма сложна, а вероятность газонефтепроявлений зачастую делает такое бурение аварийноопасным, либо не возможным без применения специальных технических средств или технологических решений. Особую роль в решении предотвращений осложнений, связанных с поглощениями должно сыграть применение новых систем буровых растворов. На месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» при бурении со вскрытием палеозоя, в период 2006-2009 годов была опробована система бурового раствора «Дрил-Плекс» компании «M-ISwaco». Было пробурено порядка 30-ти скважин. Какой либо выраженной закономерности влияния применения сверхтексотропного глинистого раствора «Дрил-Плекс» на предотвращение поглощений бурового раствора при вскрытии палеозойских отложений на сегодняшний день выявлено не было. Данные показывают, что из общего количества пробуренных скважин на палеозой на Урманском месторождении (65 скважин), применялись различные типы буровых растворов - полимерглинистые, полимеркарбонатные, сверхтексотропные «Дрил-Плекс». Значительная часть интервалов со вскрытием палеозоя была пробурена с поглощениями бурового раствора, иногда с полной потерей циркуляции. Учитывая большую стоимость бурового раствора «Дрил-Плекс» и неоправданные ожидания по работе этой системы для условий Урманского и Арчинского месторождений, специалистами ООО «Газпромнефть-Восток» было принято решение о технической и экономической неэффективности применения сверхтексотропных систем бурового раствора на этих месторождениях. В настоящее время отрабатываются технологии по применению современных кальматирующих и тампонирующих химических составов для ликвидации поглощений в трещиноватых коллекторах.

Задача геологической и технологической службы заказчика, а так же проектировщиков, переложить теоретические знания на практику при бурении горизонтальных скважин на палеозойские отложения. Для решения этих задач потребуются современные технологии, применение которых позволит решить ряд новых задач. Нефтегазодобывающее предприятие ООО «Газпромнефть-Восток» имеет большой опыт в разработке палеозойских отложений, так же есть удачный опыт применения новых технологий. По внедрению новых технологий в области бурения и добычи компания сотрудничает с иностранными фирмами, такими, как «Weatherford», «Schlumberger», «M-ISwaco», с другими сервисными и научными организациями. На данный момент проводятся опытные работы по бурению наклонно-направленных пологих скважин. Фактически наработан большой опыт бурения наклонно-направленных скважин в палеозойских отложениях на Урманском месторождении.

В других подразделениях «Газпромнефть» успешно проведены опытно-промышленные работы по применению одного из самых сложных, но перспективных видов бурения — роторной управляемой системе (РУС), которое предполагает использование современного высокотехнологичного оборудования. При применении РУС достигнуты положительные показатели и преимущества при проведении операции вскрытия пласта: за счет экономии времени бурения в 2-3 раза сокращается период контакта бурового раствора с продуктивным пластом, что в конечном итоге снижает уровень его загрязнения реагентами.

В настоящее время организацией ООО НИИТЭК «ТПУ-Бурение» по договору с ООО «Газпромнефть-Восток» осуществляется проектирование строительства скважин с горизонтальным окончанием. В проектной документации будут учтены имеющиеся разработки в плане опыта бурения в палеозойских отложениях, включены современные инновационные разработки, касающиеся процесса углубления скважины, систем сопровождения горизонтальных скважин, применение ингибированных буровых растворов.

Упор при бурении скважин на палеозойские отложения в частности сделан на наклонно-направление скважины с горизонтальным окончанием с углом входа более 75 градусов, ООО «Газпромнефть-Восток» придерживается традиционных технологий бурения таких скважин, тем самым нарабатывая опыт с минимальными экономическими затратами.

Литература

1. Т.Д. Голф-Рахт «Основы нефте-промысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов».
2. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сидирской плиты. 2010г. Г.Д. Исаев ООО «Научно-исследовательский центр «СИБГЕОНАФТ»

3. Дела скважин №№ 1013, 1017, 1124 Арчинского месторождения.
4. Сайт компании ООО «Газпромнефть-Восток». <http://pda.gazprom-neft.ru/>
5. Каталог продукции компании «Weatherford».

АНАЛИЗ ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ С РАЗЛИЧНЫМ КАНАЛОМ СВЯЗИ «ЗАБОЙ-УСТЬЕ»

О.Н. Ермак

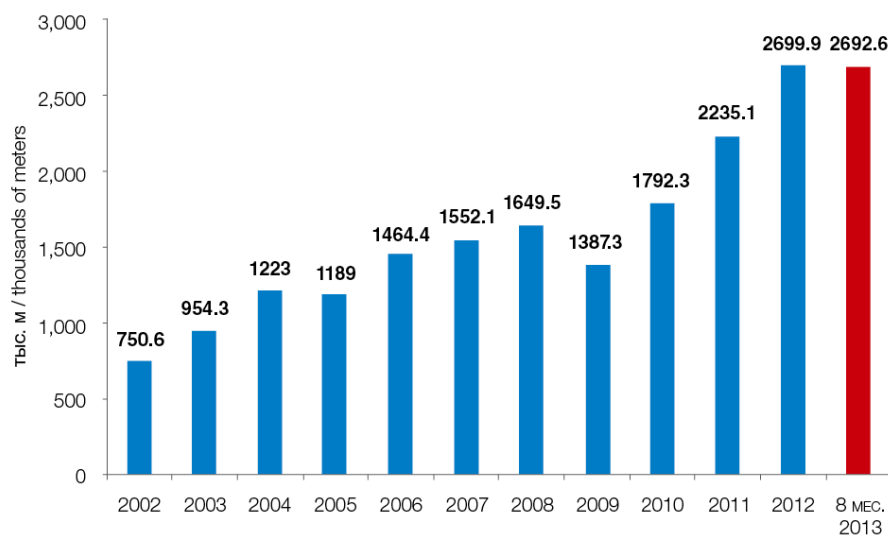
Научный руководитель: ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Специфика работы основана на непосредственном участии в производственном процессе. Представленные исследования получены в ходе работы со специалистами Западной Сибири, изучении и сбора документальных и практических материалов на месторождениях Ханты-мансийского автономного округа - г. Югра.

Независимо от требуемого типа забойной телеметрической системы и видов замеров в ходе бурения, телеметрическое сопровождение скважины на нефть является всё более востребованным как при освоении любых по степени изученности месторождений. Телеметрические системы MWD (Measurement While Drilling) стали неотъемлемой частью при бурении наклонных и горизонтальных скважин, на которые приходится большая часть суммарных ежегодных нефтесервисных работ в России. На рис. 1 представлен график роста объемов горизонтального бурения в России в 2007-2012 гг., который на 80% был обеспечен двумя регионами – ХМАО и Восточной Сибирью [ЦДУ ТЭК, анализ RPI от 2014 г.].

Горизонтальное Бурение / Horizontal Drilling



Источник: ЦДУ ТЭК, анализ RPI
Source: CDO of the F&EC, RPI analysis

Рисунок 1. График динамики горизонтального бурения в России

Телеметрическая система предназначена для определения и передачи в режиме реального времени информации о процессе бурения, например, данных инклинометрии (магнитный азимут и зенитный угол) для постановки направления toolface (пер. с англ. «лицо инструмента») или другими словами определения траектории скважины. Как правило, при использовании модуля инклинометрии в компоновку низа буровой колонны (КНБК) включают модуль гамма-каротажа LWD (Logging While Drilling). Датчики данного модуля производят замеры естественной радиоактивности горной породы, разделяя геологический разрез на глинистую и неглинистую составляющие, что особенно востребовано в условиях терригенного разреза Западной Сибири. В настоящее время, при строительстве скважин в данном регионе, становится всё более актуальным проведение дополнительных исследований резистивиметрии. Это обусловлено высокой обводненностью месторождений. В результате комплекса исследований полученные данные с забоя отображаются в виде графика, где кривые резистивиметрии позволяют определить зоны активного водообмена и выделить места притоков подземных вод в скважину.

Название MWD и LWD являются общепринятыми для всех мировых производителей забойных телеметрических систем (ЗТС). Применение данной технологии позволяет не только сократить время бурения и минимизировать интенсивность искривления ствола скважины, но и снизить экономические риски, связанные с нарушением технологии бурения. Приборы измерения и каротажа в процессе бурения обеспечивают специалистами данными, необходимыми для навигации и оценки коллекторских свойств пласта, а также информацией о параметрах бурения, температуре на забое и гамма-каротажом.

Долгое время проблемы использования телеметрических систем были связаны с поиском и выбором оптимального канала связи «забой-устье», с помощью которого информация с забоя передается на компьютер оператора. Канал связи является базисным и определяющим фактором, так как именно от него зависит компоновка, конструкция телесистем, удобство работы, информативность, надежность, а также условия прохождения сигналов. В настоящее время классификация каналов весьма широка, и представлена гидравлическим, электромагнитным, акустическим, электропроводным, сейсмическим, комбинированным.

В результате многолетних исследований и практического использования в реальных условиях бурения широкое применение нашли три канала связи:

- Электропроводный;
- Электромагнитный;
- Гидравлический.

Не смотря на это, забойные телеметрические системы с другими каналами связи не отходят на второй план. Стоит отдельно отметить, класс ЗТС с акустическим каналом связи «забой-устье». Рассматриваемые телесистемы работают по принципу создания звуковых колебаний, распространяющиеся по промывочной жидкостив створе скважине, окружающей породе или колонне бурильных труб.

Они классифицируются на три вида: сейсмические, акустомеханические, гидроакустические. Слабую изученность гидроакустического канала (ГАК) объясняется сложностью сигнала. На сегодняшний день известно, что телесистема с ГАК не использовалась в полевых условиях. Главной проблемой неосвоенности рассматриваемого типа ЗТС, заключается в трудностях связанных с разработкой низкочастотного (до 100...200 Гц) излучателя, способного эффективно возбуждать колебания внутри колонны бурильных труб в процессе бурения скважины.

Из трех видов ЗТС с акустическим каналом связи сейсмические системы применялись только для пассивного контроля координат забоя. Однако, в настоящее время фирма Schlumberger предложила передачу акустических сигналов в процессе бурения скважин (заявка на патент Великобритании № 2357527). Независимость запатентованной технологии является её характерной особенностью и заключается в использовании бурового раствора на любой из известных основ, так как акустический сигнал распространяется по трубам, и только на дневной поверхности он трансформируется в электромагнитные колебания. Устройство включает в себя полую штангу, на которой располагаются датчики, помещенную в буровую трубу и связанную с ней с помощью механических и электрических контактов [1].

По заявлению пресс-службы Роснедр от 16 января 2014 года: «Результаты сейсмической разведки северо-восточных участков Тимано-Печорской провинции позволяют сделать вывод о наличии крупных газовых запасов в данном районе» [2]. Таким образом, есть надежда на широкое применение сейсмического канала связи в будущем при исследованиях в газодобывающем секторе.

Электропроводной канал связи (ЭПКС)

Линией передачи информации служит электрический каротажный кабель, являющийся многофункциональным элементом ЗТС. Выполняет задачу троса, несущим скважинные приборы в химически- и механически агрессивной среде скважины. Кабель обладает высоким разрывным усилием (до нескольких тонн), что накладывает ряд ограничений на его характеристики, как линии связи. Ещё одним фактором, существенно сдерживающий развитие и совершенствование технологий геологического исследования скважины ГИС, является действительная скорость передачи информации современных кабелей. Диапазон их действия до 10-100 кГц, в зависимости от их длины.

Каротажные кабели классифицируются по количеству токопроводящих жил (ТПЖ) на три основных вида: одно-, трех- и семижильные. Оплеткой каротажного кабеля является стальная броня без поверхностной изоляции (для кабеля на барабане лебедки броня представляет в какой-то мере сплошной металлический монолит, для кабеля в скважине – линейный заземленный электрод). Как следствие, каротажный кабель имеет значительные потери электромагнитной энергии сигналов – на перемагничивание стальной брони электромагнитными полями токопроводящих жил и межпроводниковыми электромагнитными полями (при двухпроводной передаче сигналов), а также на потери электромагнитной энергии обратного тока в окружающей среде. С увеличением частоты тока потери возрастают и приводят к частотному ограничению импульсной пропускной способности кабеля [3].

Этот канал обладает перечнем достоинств перед всеми известными каналами связи:

- это максимально возможная информативность, быстроедействие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи;
- не требует мощного передатчика и забойного источника электрической энергии;
- возможность двусторонней связи; отсутствие затрат гидравлической энергии;
- возможно использование при работе с продувкой воздухом и азрированной промывочной жидкости.

К недостаткам электропроводного канала связи относятся:

- кабеля в бурильной колонне и за ней, что создает трудности при бурении;
- потеря времени при его прокладке;
- необходимость предотвращения механических повреждений кабеля; невозможность вращения колонны (неактуально при применении токосъемника, устанавливаемого под вертлюгом);
- при нахождении кабеля за колонной бурильных труб есть существенная опасность в связи с невозможностью закрытия превенторов;

- необходимость доставки (продавки) забойного модуля или контактной муфты до места стыковки (посадки) при зенитных углах более 60°, с помощью продавочного устройства (имеются варианты проложения кабеля внутри труб через вертлюг).

- Также, по заявлению инженеров по бурению в Западной Сибири ЭПКС не нашёл должного применения. Связано это с продолжительными аномально низкими температурами в зимний период.

В Ханты-мансийском АО, существует опыт применения комбинированного канала связи проводного и электромагнитного, о котором пойдёт речь далее. Такой способ работы ограничивает максимальное расстояние до 1500 метров от приёмного устройства на конце спущенного провода, который закреплён с помощью переводника в середине буровой колонны до забойной части телесистемы.

Электромагнитный канал связи (ЭМКС)

ЭМКС работает по принципу токов растекания, представляет собой электромагнитные волны между изолированным участком колонны бурильных труб и горной породой. На поверхности земли принимающее устройство фиксирует сигнал с забоя как разность потенциалов от растекания тока по породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки.

К недостаткам ЭМКС относятся:

- дальность связи, зависящая от проводимости и перемещаемости горных пород (в низкоомных разрезах сигнал сильно шунтируется и затухает, в высокоомных - передающий диполь телесистемы электрически изолирован пластинами и сигнал проходит плохо);

- низкий уровень помехоустойчивости;
- сложность установки антенны в труднодоступных местах;
- отсутствие возможностей исследования в море и в соленосных отложениях;
- достаточно высокая сложность электронного управляющего блока.

К достоинствам ЭМКС относятся:

- меньшая требовательность к качеству бурового раствора;
- более высокая информативность по сравнению с ГКС;
- дешевизна.

Гидравлический канал связи (ГКС).

В отличие от других ЗТС, телесистема с ГКС отличается наличием в них устройства, создающего импульсы давления в потоке бурового раствора. За генерирование импульсов давления в потоке бурового раствора отвечают устройства, которые классифицируются по нескольким типам. Сигнал создаваемый этими устройствами делится на три вида: отрицательный импульс, положительный импульс или непрерывная волна.

Отрицательные импульсы — генерируются посредством создания кратковременных перепусков через боковой клапан части жидкости в затрубное пространство. Положительные импульсы создаются путём кратковременного неполного перекрытия бурового раствора подаваемого на забой. Гидравлические сигналы, генерируются с помощью электродвигателя, который вращает клапан пульсатора. Гидравлические импульсы поднимаются по столбу бурового раствора на устье скважины со скоростью около 1250 м/с, где информация закодированная различными способами декодируется и отображается в виде графиков и числовых значений, приемлемом для восприятия оператором.

Телесистемы с ГКС пользуются спросом на производстве по причинам:

- относительной простоте осуществления связи по сравнению с другими каналами связи;
- ремонтпригодность, устранение существенных неполадок без привлечения компании производителя;
- канал не нарушает (по сравнению с ЭКС) технологические операции при бурении и не зависит от геологического разреза (по сравнению с ЭМКС).

Недостатки данного канала связи:

- относительно низкая скорости передачи, как следствиенизкая информативность;
- низкая помехоустойчивость, последовательность в передаче информации;
- необходимость в источнике электрической энергии (батарея, турбогенератор);
- отбор гидравлической энергии для работы передатчика и турбогенератора или винтового забойного двигателя (ВЗД);
- невозможность работы с продувкой воздухом и аэрированными жидкостями [3].

В ходе исследования был изучен и проанализирован материал конференц-встречи инженеров MWD и LWD таких компаний как BakerHughes, GEOil&Gas, Halliburton, Phoenix Technology Services Russia, Weatherford. Целевая аудитория: инженерный состав. Главным вопросом был: «При широком спектре доступных на рынке MWD систем, как оператору не ошибиться с выбором?».

BakerHughes: В процессе работы, ведется сбор и анализ статистических данных по ключевым параметрам эффективности, так что операторы имеют очень четкое представление об отличиях, преимуществах и недостатках оборудования различных сервисных компаний. В конечном итоге, кроме конструкции и спецификаций самой системы MWD, на эффективность работы в огромной степени влияет квалификация линейного персонала сервисной компании и уровень обслуживания оборудования в ремонтных и сервисных центрах – так что, я бы рекомендовал операторам при выборе телеметрической системы так же оценивать профессиональную подготовленность персонала, затраты на обучение и повышение квалификации сотрудников,

оснащение ремонтной базы, наличие системы контроля качества обслуживания, строгое следование процедурам и политикам сервисной компании.

GE Oil&Gas: Принимая решение о покупке телеметрических MWD систем, оператору необходимо учитывать ряд факторов и эксплуатационных требований. Оператору необходимо понимать ожидаемые условия эксплуатации и выбирать оборудование, отвечающее соответствующим требованиям. Критические параметры, которые имеют значение при выборе телеметрического оборудования: максимальная температура и давление; характеристики бурового раствора; планируемые траектории скважин и их размеры; возможные осложнения при бурении, такие как зоны поглощения промывочной жидкости; концентрация H₂S и геологический профиль удельных сопротивлений. Рассмотрение этих факторов позволит выбрать правильный для конкретной области применения тип телеметрического оборудования – с гидромпульсным или электромагнитным каналом связи, фиксированной установкой или извлекаемого типа. При выборе телеметрической системы также следует рассмотреть ее совместимость с прочими компонентами КНБК, такими как Роторные Управляемые Системы и возможность компоновки забойной части телеметрической системы дополнительным КВБ оборудованием.

Halliburton: Примерно треть трудноизвлекаемых запасов относятся к карбонатным коллекторам. Рекомендуется использовать приборы акустического каротажа, такие как новая услуга ХВАТ по проведению азимутального акустического и ультразвукового каротажа и азимутальные датчики для фокусированного измерения сопротивления AFR. Для сложных в геологическом отношении пластов с сильной латеральной и вертикальной изменчивостью будет полезно использовать прибор для гамма-каротажа около долота и инклинометр (GABI™). Очень важно, чтобы сервисный инженер тесно работал с заказчиком для обеспечения правильного выбора сенсоров, что поможет принять самое действенное и эффективное решение.

Phoenix Technology Service sRussia: Прежде всего, это должна быть проверенная система, обеспечивающая качественное решение поставленных задач: точные измерения и надежную передачу данных на поверхность. Например, как телесистема MWD “P-360” компании PhoenixTechnologyServices – простая и надежная, с гарантированным ресурсом не менее 350 часов. В тоже время, кроме характеристик забойного оборудования, необходимо учитывать уровень и качество сервиса по наклонно-направленному бурению предоставляемого той или иной компанией. Уровень и качество сервиса во многом определяется подходом компании к организации бизнеса и производства в целом. Это и квалификация персонала, и качественное обслуживание оборудования, и наличие ресурсной базы, и многое другое.

Weatherford: Прямое и открытое обсуждение проекта с сервисными компаниями позволит оператору подобрать наиболее оптимальный комплекс приборов. Затем необходимо решить, каким должен быть объем требуемой информации, следует ли воспользоваться дополнительными инструментами, и будет ли это рентабельно и эффективно. Какие датчики необходимы для того, чтобы оставаться в нужном пласте и избежать лишней метров проходки? Какие приборы понадобятся для получения необходимой информации для заканчивания скважины и достижения всех поставленных целей? Каким может быть результат в случае получения дополнительной информации? Каковы потенциальные риски в случае отсутствия замеров давления при репрессии на пласт? Вот те важнейшие вопросы, которые должны быть обязательно заданы и на которые необходимо получить ответы оператора при технической поддержке и сопровождении операций сервисной компанией [4].

Исходя из вышесказанного, можно сделать ряд заключений относительно рационального подхода к выбору телеметрической системы:

1. Нецелесообразность использования ещё одного канала связи «забой-устье» - комбинированного. Он состоит из наиболее сложной компоновки по сравнению с другими типами каналов связи, что повышает риски связанные со случаями аварий в скважине и неисправности оборудования. Подразумевает расширенный комплекс мероприятий по безопасности на буровой и как следствие увеличивает время сборки компоновок, её проверку и запуск.

2. Выбор телесистемы напрямую зависит от требований заказчика к проекту. Какие данные по завершению скважины он хочет получить от компании подрядчика или от собственного инженера оператора-телеметриста. Из этого следует, что выбор телесистемы зависит от её комплексности. Но с использованием одного канала связи, который подходит по всем экономическим, геологическим и техническим параметрам, может быть не соответствие с требованиями заказчика, так как с данным каналом связи является невозможным использование необходимых приборов и датчиков в забойной части телесистемы.

3. Выбор телесистемы обусловлен географическим положением места работ, климатическими и горно-геологическими условиями. т.к. каждая из телесистем имеет особенности, которые дают преимущество в определённых геологических условиях характерных для каждой нефтегазоносной провинции, будь то территории Волго-Уральского региона или Западной и Восточной Сибири.

На основе документальных и практических материалов полученных на буровой Аганского и Краснотенинского месторождений и мнению инженеров по бурению, следует заключение, что наиболее универсальной, рациональной а главное эффективной телеметрической системой, является телесистема с гидравлическим каналом связи. Особенно это актуально при сооружении скважин с горизонтальными участками ствола, реализация которых невозможна без использования MWD и LWD. Горизонтальные скважины предполагают, что набор угла кривизны скважины выходит на 90 градусов зенитного угла, а в некоторых случаях, по условию заказчика проекта, превышает 90 градусов. Достижение подобного угла исключает возможность использования оборудования с ЭПКС, а использование ЭМКС невозможно, так как низкое удельное сопротивление горных пород Западной Сибири и изолирующие пласты соли в Волго-Уральском регионе (Оренбург, Пермь) в значительной степени затрудняют работу рассматриваемой телесистемы на данных

территориях. В обеих нефтегазоносных провинциях сигнал имеет низкую помехозащищённость. Также гидравлический канал связи обладает преимуществом при проектировании профиля, имея возможность большей удалённости от устья по сравнению с любым другим каналом связи «забой-устье».

Литература

1. Электронная библиотека Альметьевского государственного нефтяного института. Электронный ресурс/ <http://elibrary.agni-rt.ru>. Дата обращения: 4.04.2014 г.
2. Сайт pronedra.ru. Электронный ресурс/ <http://pronedra.ru/gas/2014/01/16/komi-zalezhi-gaza>. Дата обращения: 25.03.2014 г.
3. Рогачов О.К., Лышенко А.А. По-русски телеметрия, по-английски – MWD. Электронный ресурс/<http://www.sovmash.com/node/62>. Дата обращения: 1.04.2014 г.
4. Сайт журнала ROGTEC. Электронный ресурс/ http://issuu.com/rogtecmagazine/docs/issue34_lowres. Дата обращения: 15.03.2014 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

С.О. Жижина, А.Д. Харитонов

Научный руководитель: доцент О.А. Нечаева

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Поглощение буровых растворов - осложнение процесса строительства скважины, приводящее к значительным затратам времени и материальных ресурсов. Своевременное предупреждение или быстрое и эффективное устранение поглощений экономит много времени и средств при строительстве скважин. Поэтому вопросы, связанные с выбором методов борьбы с потерей циркуляции бурового раствора, остаются актуальными.

Основные причины поглощений – это превышение столба жидкости в скважине под действием пластового давления и характер объекта поглощения. Существует несколько классификаций типов потерь и поглощений, методов определения зон поглощений и десятки методов их профилактики и ликвидации, но тем не менее, на настоящий момент не найдено универсальной и 100% эффективной технологии борьбы с поглощениями раствора. Обычно, технология борьбы с поглощениями предусматривает постепенный переход от простого к сложному. Профилактика и борьба с поглощениями начинается с очевидных и логичных технологических мероприятий, таких как снижение плотности и вязкости раствора, уменьшение подачи насосов, ограничения скорости СПО, ввод (при необходимости) кольматирующих инертных наполнителей. В случае, если данные меры оказались малоэффективными, обычно переходят к использованию специальных приемов, реагентов и процедур, направленных на изоляцию и укрепление зоны поглощений, таких как вязко-упругие составы, цементные мосты изолирующие составы на основе водоотверждаемых флуоретановых предполимеров. А также методы последовательной закачки в пласт двух изоляционных составов, взаимодействующих с образованием закупоривающего осадка.

В поисках новой рецептуры изоляционного вещества, направленного на борьбу с поглощениями бурового раствора, изначально было принято решение использовать в качестве основы гель-раствор, который был разработан ранее на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин». Путём изменения концентрации веществ, входящих в его состав, были получены следующие результаты (табл.1).

Первоначально полученные составы не отвечали поставленным требованиям, так как не обладали необходимыми тампонажными свойствами, однако аналитический обзор интервалов загустевания соленых растворов, дал нам понимание об отношении концентраций входящих в раствор солей, крахмала и технической воды.

Таблица 1

Рецептуры экспериментальных изоляционных составов на основе гель-раствора

№ раствора	Крахмал, %	КМЦ, %	NaOH, %	Al ₂ (SO ₄) ₃ , %	Na ₂ SiO ₃ , %	Техническая вода, %	ИККАРБ, %	T ₁	T ₂
1	4	-	1	3,5	3,5	88	-	*	45
2	4	-	1	5	5	85	-	2	15
3	3,8	-	1	4,7	4,7	82	3,8	2	12
4	-	4	1	3,5	3,5	88	-	6	35
5	3	-	1	5	7	84	-	3	12

T₁ – время гелеобразования раствора, мин

T₂ – общее время приготовления раствора, мин.

*-невозможно указать время загустевания раствора, так как реагенты вводились поэтапно.

Технология приготовления предлагаемых составов следующая: первоначально берутся все вещества и реагенты в необходимых пропорциях, смешиваются и измельчаются до состояния мелкодисперсной фазы. Затем полученная сухая смесь затворяется водой при постоянном перемешивании. В течение 3-5 минут раствор приобретает гелеобразные свойства.

Сравнивая крахмалсодержащие растворы с образцом №4 был сделан вывод, что крахмал не подлежит замене на КМЦ, так как полученная композиция растекается, не приобретает форму пластичного камня.

Применение ИККАРБа также не оправдало ожиданий, изоляционный состав стал менее вязким и структурированным.

Для того чтобы проследить динамику гелеобразования крахмалсодержащего раствора (образец №5) его исследовали на приборе вискозиметр прямого считывания OFITE. Полученные результаты представлены на графике 1. Из которого видно, что при увеличении числа оборотов скорость гелеобразования возрастает.

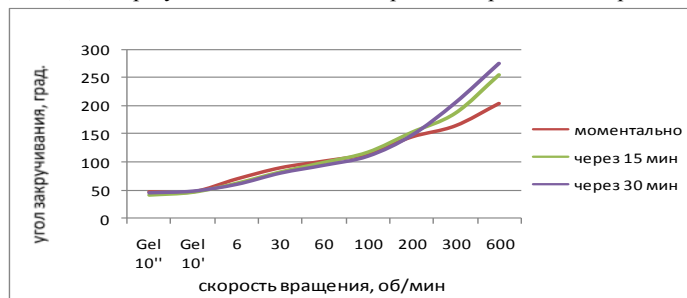


График 1 – Скорость гелеобразования

По графику видно, что на скорость формирования геля оказывает влияние скорость перемешивания раствора. А также было замечено, что со временем раствор превращается в золь. Но проводя замеры образца непосредственно после затворения, через 15 и 30 минут после оставления состава в покое, было обнаружено, что не происходило дальнейшего гелеобразования.

Для отработки оптимального состава в рецептуре рассматривали различные марки крахмальных реагентов. Как показали исследования, подбор крахмала очень важен для формирования структурированного состава. На рис. 1 представлены изоляционные составы с разными типами крахмальных реагентов.



Рис 1 – Визуальное сравнение составов изоляционного веществ с двумя различными марками крахмала

Как видно из (рис. 1), композиция №8 обладает свойствами пластичного камня, в то время как композиция 2 более подвижна и способна растекаться на поверхности.

После проведения опытов был сделан вывод, что сочетание силиката алюминия и кремнекислого натрия не является оптимальным, так как не удалось получить прочную гелеобразную структуру. Поэтому было решено рассмотреть различные композиционные составы с другими солями в пропорциях с водой (1:1:5) (Рис 2).

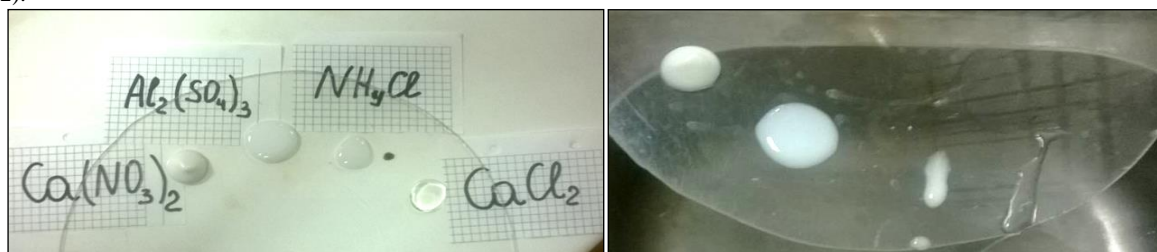
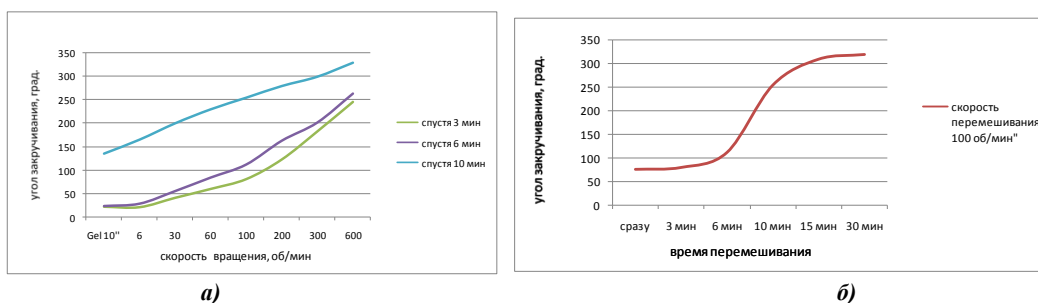


Рис 2 – Образцы растворов сразу после приготовления

Состав с сочетанием кремнекислого натрия и нитрата кальция визуально выглядит наиболее прочным, с хорошей структурой. При нанесении его на наклонную поверхность, он не растекается.

Далее была отработана рецептура конечного состава изолирующего вещества на основе нитрата кальция, кремнекислого натрия, крахмала, гидрофобизирующего вещества и воды. На графике 2 отражена скорость гелеобразования этой композиции в зависимости от показаний вискозиметра OFITE.



а) б)
График 2 – Гелеобразование в зависимости от времени и скорости перемешивания

Как видно из графика №2а процесс гелеобразования происходит быстрее при увеличении скорости вращения с течением времени, что объясняется взаимодействием крахмального реагента растворенными солями. Наибольшее значение изменения динамики упрочнения вещества наблюдается в интервале времени между 6 и 10 минутами при промешивании раствора со скоростью 100 об/мин (график №2 б)

Получившееся в лабораторных условиях вещество, имеет достаточно прочную структуру (рис.3), с четкой динамикой гелеобразования. Спустя 5-8 часов после приготовления, полученный состав отвердевает за счет растворенных в нём солей (рис 3).



Рис. 3. Поэтапное затворение изолирующего вещества

При погружении полученного вещества в воду, оно не размывается и сохраняет первоначальную форму. При воздействии повышенной температуры, гель не изменяет своей структуры. Таким образом, полученный материал обладает гидроизоляционными свойствами и может быть рекомендован для борьбы с поглощениями бурового раствора в процессе строительства скважин.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГЛИОКСАЛЕМ

К.М. Минаев¹, А.С. Захаров¹, Д.О. Мартынова², А.С. Князев²
Научный руководитель: доцент К.М.Минаев

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

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

На сегодняшний день установлено отрицательное воздействие микроорганизмов на процессы нефтедобычи, начиная от бурения скважин и заканчивая транспортировкой товарной нефти. При бурении жизнедеятельность целлюлозоразлагающих и других видов бактерий приводит к быстрому ухудшению технологических свойств бурового раствора, приготовленного на основе полисахаридов (крахмал, ксантановая смола, различные виды целлюлозы), которое выражается, в частности, в изменении реологических свойств и в повышении показателя фильтрации [1. №2. С.23]. Потеря технологических и реологических свойств бурового раствора в результате биоразложения приводит к необходимости дополнительной его обработки дорогостоящими реагентами, что ведет к увеличению стоимости буровых работ. Поэтому актуальной является задача предупреждения биодеструкции полисахаридов.

Наиболее рациональным и перспективным способом подавления микрофлоры является применение специальных антимикробных препаратов – бактерицидов. При этом бактерициды должны удовлетворять следующим требованиям: обладать широким спектром действия и высокой активностью при низких концентрациях, не вызывать коррозии, быть безопасными для человека и окружающей среды, не оказывать отрицательного влияния на технологические свойства бурового раствора, иметь доступную сырьевую базу и низкую стоимость [2. С.15].

Высокая биоразлагаемость полисахаридов под действием микрофлоры раствора дает основание для проведения исследований с целью выявления влияния бактерицидных добавок на стабильность растворов биополимеров. Бактерицидным действием обладают фенол, формальдегид (параформ), но их применение для обработки буровых растворов ограничено гигиеническими и экологическими запретами. Широкое применение в качестве бактерицидной добавки к буровому раствору и ингибитора коррозии нашел формальдегид. Однако данный реагент обладает рядом недостатков, в частности, недостаточной эффективностью и длительностью бактерицидного действия, а также высокой токсичностью (2 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76) [3. С.1]. Поэтому перспективным представляется применение в качестве бактерицида простейшего диальдегида –

глиоксала. Глиоксаль более чем в два раза активнее формальдегида и значительно превосходит его по экологическим характеристикам. Одна молекула глиоксала способна связывать четыре серосодержащие молекулы (сероводород, меркаптаны и т.п.), в результате чего возможно применение его для предотвращения сероводородной коррозии [4. С.34]. Биоцидные свойства глиоксала широко используются для продления сроков службы буровых растворов и для обеззараживания самой нефти, в частности, для борьбы с сульфатовосстанавливающими бактериями. Ограничивала применение глиоксала его высокая стоимость. В настоящее время компания «Новохим» осуществила запуск первого в России производства глиоксала с использованием уникальных технологий, вследствие чего продукция стала обладать высокими конкурентными преимуществами.

В нашей работе проведено исследование антимикробного воздействия глиоксала на крахмальный реагент, а также реологических и технологических свойств модельных буровых растворов, модифицированных глиоксалем. На втором этапе наших исследований был проведен сравнительный эксперимент воздействия бактерицидов глиоксала и MI CIDE на реологические характеристики растворов на основе ксантановой смолы торговой марки DUO-VIS.

Введение бактерицидных добавок позволяет снизить численность микроорганизмов и увеличить срок эксплуатации промывочных жидкостей при бурении скважин. В ходе исследований нами была сделана попытка повысить ферментативную устойчивость полисахаридов. В данном случае глиоксаль не входил в состав бурового раствора, а использовался для непосредственной модификации крахмального реагента с целью придания ему биоцидных свойств. Модифицирование крахмальных и ксантановых реагентов проводили в сотрудничестве с лабораторией каталитических исследований Томского государственного университета.

Антимикробное действие оценивали по количеству колонеобразующих бактерий и изменению структурно-реологических характеристик 1 % водных растворов биополимера в течение 7 дней. Из результатов исследований, представленных на рисунке 2 и в таблице 3, видно, что численность колоний микроорганизмов в буровом растворе, содержащем модифицированный крахмал, на несколько порядков ниже, чем в буровом растворе, содержащем исходный крахмал.

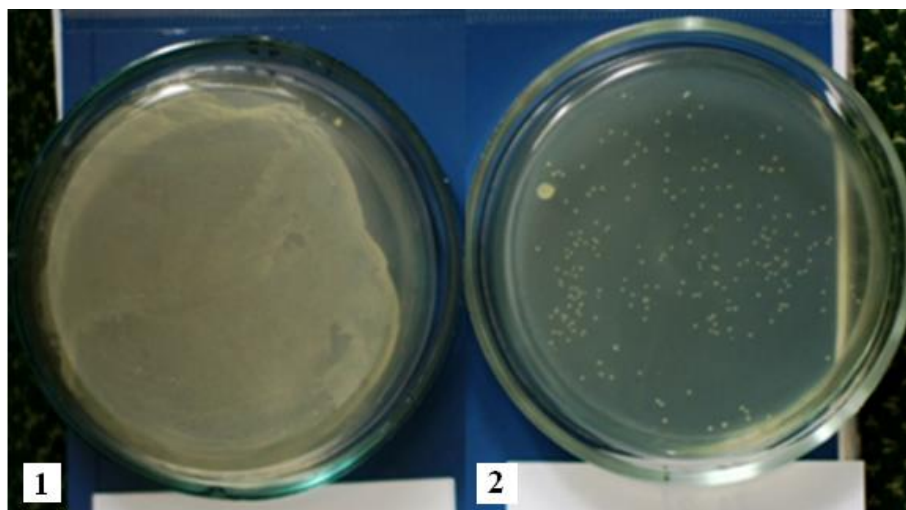


Рис. 1. Визуальное определение численности колоний микроорганизмов

Таблица 1

Численность колоний микроорганизмов образцов буровых растворов на основе крахмала

Состав	1 сутки	2 сутки
Исходный крахмал	$1,2 \cdot 10^8$ КОЕ/мл	$8,3 \cdot 10^{10}$ КОЕ/мл
Крахмал с введенным бактерицидом MI CIDE	$7,8 \cdot 10^5$ КОЕ/мл	–
Крахмал, модифицированный глиоксалем	$3,6 \cdot 10^5$ КОЕ/мл	$2,3 \cdot 10^6$ КОЕ/мл

В качестве критериев для измерения динамики изменения структурно-реологических характеристик выбраны динамическое напряжение сдвига и статическое напряжение сдвига. Из результатов, представленных в таблице 4, можно сделать вывод, что раствор модифицированного крахмала сохраняет первоначальные реологические свойства на протяжении длительного времени. В то время как исходный крахмальный реагент через 7 суток под воздействием микроорганизмов полностью разложился. Таким образом, применение модифицированного крахмала позволит отказаться от ввода в буровой раствор бактерицидов, что снизит совокупные расходы на его сопровождение.

Таблица 2

Реологическая устойчивость крахмальных реагентов (1 – обычный крахмальный реагент, 2 – модифицированный глиоксалем крахмал)

Реологические свойства	1 сутки		3 сутки		7 сутки	
	1	2	1	2	1	2
Пластическая вязкость, сПз.	40,0	45,0	29,6	41,7	6,09	39,9
Динамическое напряжение сдвига, фнт/100фнт ²	19,7	20,2	11,93	21,2	0	20,5
СНС 10 с/10 мин.	4/5	7/8	2/2	7/8	0/0	6/7

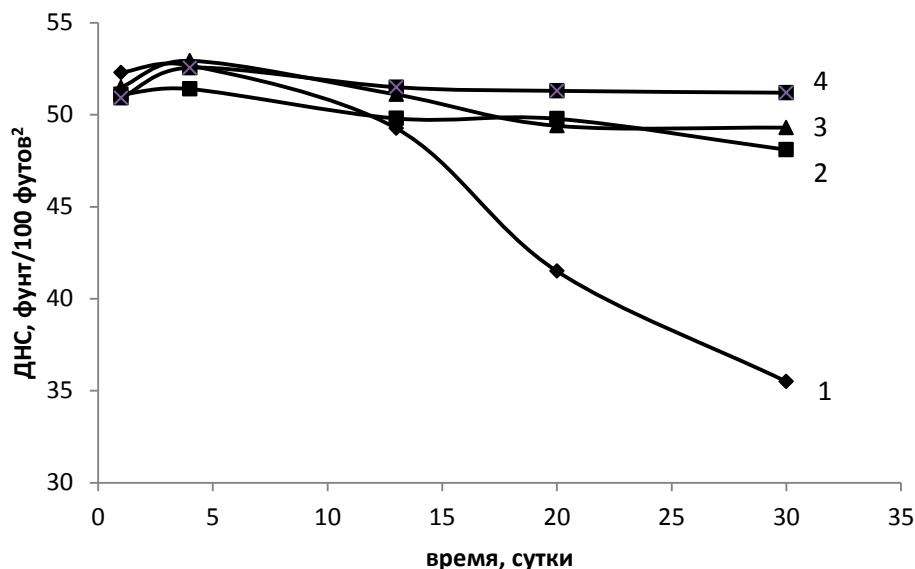


Рис. 2 Изменение во времени предельного динамического напряжения сдвига 1 % водного раствора ксантана DUO-VIS, обработанного бактерицидом глиоксаль (1 – раствор ксантана без бактерицида, 2 – 0,25 % глиоксаля, 3 – 0,5 % глиоксаля, 4 – 1,0 % глиоксаля)

На втором этапе нашей работы мы проводили исследование воздействия бактерицидов глиоксаля и MI CIDE на реологические характеристики растворов на основе ксантановой смолы торговой марки DUO-VIS (рисунки 2 и 3).

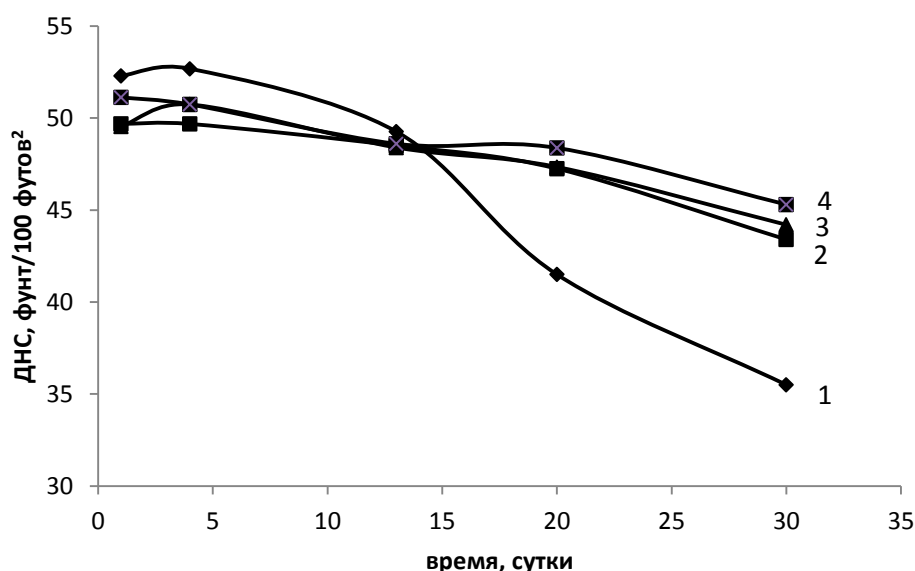


Рис. 3. Изменение во времени предельного динамического напряжения сдвига 1 % водного раствора ксантана DUO-VIS, обработанного бактерицидом MI CIDE (1 – раствор ксантана без бактерицида, 2 – 0,25 % MI CIDE, 3 – 0,5 % MI CIDE, 4 – 1,0 % MI CIDE)

Для качественной обработки биополимера добавляли 0,1 % KOH, создавая щелочную среду, при перемешивании в трехосном миксере до равномерной суспензии, при этом ксантановую смолу DUO-VIS добавляли строго равномерно по времени.

Сравнительное исследование предельного динамического напряжения сдвига растворов ксантановой смолы без и с введенными бактерицидами глиоксаль (рис. 2) и MI CIDE (рис. 3) показало, что глиоксаль так же, как и в случае с крахмалом, проявляет лучшие стабилизирующие свойства. С увеличением концентрации бактерицида увеличивается стабильность полимерных растворов. Однако ксантановая смола DUO-VIS обладает достаточной устойчивостью к воздействию микроорганизмов (раствор смолы устойчив до 15 дней) и без добавки бактерицидов, можно предположить, что данный реагент уже был предварительно модифицирован производителем. Статическое напряжение сдвига изученных растворов в течение месяца меняется незначительно.

Важным аспектом применения полимерных реагентов на основе полисахаридов является устойчивость к воздействию температуры. Исследование термостабильности раствора ксантанового реагента до и после обработки бактерицидами проводили с использованием ячейки старения и вальцово-печи, имитирующей циркуляцию бурового раствора в скважине в процессе бурения. Поддерживали температуру 125 °С и давление 2 атм. в течение суток, после чего анализировали реологические свойства полимерных растворов. Проведенные исследования показали, что исходный раствор, не содержащий исследуемые бактерициды, сохраняет реологические характеристики в большей степени, чем раствор с добавкой глиоксала и MI CIDE, поэтому можно сделать вывод, что добавка бактерицидов к раствору ксантановой смолы приводит к снижению термостабильности данного раствора.

Выводы

1. Модифицированный глиоксалем крахмал проявляет биоцидные свойства и длительное время сохраняет исходные реологические параметры.
2. Глиоксаль при равных концентрациях проявляет лучшие бактерицидные свойства для изученных полисахаридов по сравнению с бактерицидом MI CIDE.
3. Обработка ксантановой смолы бактерицидами приводит к снижению термостабильности раствора полимера.

Литература

1. Морозов Ю.Д., Молодкин С.В. Применение бактерицидов и ингибиторов коррозии в процессах нефтедобычи // Журнал Экспозиция Нефть Газ. – 2009. – № 2. – С. 23–25.
2. Клеттер В.Ю. Совершенствование буровых растворов для строительства скважин на акватории арктического шельфа: автореф. дис. ...канд. техн. наук / В.Ю. Клеттер. – Уфа, 2010. – 24 с.
3. Пат. 2272900 Российская Федерация, МПК E21 B43/22 3. Состав для приготовления водорастворимого ингибитора микробиологической и сероводородной коррозии / Миненков В.М. ; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная компания "ЭКСБУР Ко". – опубл. 27.03.2006, Бюл. № 23 (II ч.). – 3 с.
4. Глиоксаль / О. В. Водянкина [и др.]. – М.:Академия, 2007. – 248 с.

ПРИМЕНЕНИЕ «ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ЖИДКОЙ» (ОКЖ) В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

М.О. Карпенко

Научный руководитель: ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технология ОКЖ заключается в методической обработке стенки скважины специальным составом на основе бурового раствора, временно создающим на стенке скважины надежную непроницаемую корку. Продолжительность этого эффекта зависит от геолого-технических условий бурения и может достигать 72 часов.

ОКЖ состоит из трех различных компонентов, которые представляют собой волокнистый материал органической природы. Каждый компонент, изготовлен по специальной технологии из побочной продукции деревообрабатывающей промышленности, сельского и лесного хозяйства. Наименование компонентов, и их состав держится в секрете. Формула ОКЖ в смеси трех компонентов в сухом виде может быть представлена в следующем виде:

$$\text{ОКЖ} = \text{A150} + \text{B500} + \text{L70}$$

где A150 представляет собой многократный помол скорлупы кедровых орехов до размера частиц 150 микрон. Процесс перемалывания осуществляется в специальных мельницах вальцового типа;

B500 представляет собой многократный помол скорлупы кедровых орехов до размера частиц 500 микрон. Процесс перемалывания осуществляется в специальных мельницах вальцового типа;

L70 – гидролизный лигнин ТУ 64-11-05-87. Гидролизный лигнин –побочный продукт гидролизного производства. Гидролизный лигнин представляет собой трехфазную полидисперсную систему, состоящую из твердого вещества, воды и воздуха, и является комплексом веществ, различных по своей химической природе. В него входят: собственно лигнин растительной клетки, часть полисахаридов, вещества лигноуминового комплекса, минеральные и органические кислоты. Минимальный размер твердых частиц гидролизного лигнина составляет 70 микрон.



Рис.1 A150

Рис.2 B500

Рис.3 L70

Применение «ОКЖ» по специальной технологии при ремонте скважин позволяет в значительной степени предотвратить снижение продуктивности скважины вследствие загрязнения призабойной зоны пласта. При этом помимо основного эффекта от дополнительно добытой нефти, достигается экономия в стоимости ремонта за счёт снижения расхода материалов и непроизводительного времени.

Технология ОКЖ, предназначена для применения в условиях высоких температур (до 200°C) и перепадов давлений, а также для борьбы с катастрофическими поглощениями бурового раствора. Максимально выдерживаемая репрессия на проницаемый пласт достигает 200 атм., что позволяет осуществлять проводку скважин в несовместимых горногеологических условиях. Использование ОКЖ в процессе первичного вскрытия продуктивных пластов, минимизирует их загрязнение фильтратом бурового раствора, при этом минимальное значение депрессии, требуемое для восстановления коллекторских свойств, составляет 20 атм.

Применение технологии ОКЖ для предупреждения осложнений в процессе строительства скважин успешно заменяет многие технически более сложные и дорогостоящие мероприятия как, например, модернизация всего растворного хозяйства, в случае использования высокотехнологичных промывочных жидкостей, бурение на депрессии, установка профильных перекрывателей, двухступенчатое цементирование.

Назначение:

- снижение проницаемости фильтрационной корки;
- изоляция истощенных коллекторов;
- закупоривание каналов поглощения в пористых и трещиноватых породах;
- предотвращение загрязнения пристволенной зоны пласта фильтратом бурового раствора;
- снижение скорости фильтрации жидкости в пласт;
- снижение вероятности затяжек и прихватов инструмента;
- повышение качества цементирования обсадных колонн;
- предотвращение поглощений бурового раствора;
- снижение сил трения при вращении инструмента и спускоподъемных операциях.

Предупреждение осложнений и аварий



Повышение продуктивности коллекторов

Рис.4. Назначение ОКЖ

Область применения:

- первичное вскрытие продуктивных горизонтов;
- строительство горизонтальных и наклонно-направленных скважин
- вскрытие пластов с АНПД

- бурении многозабойных скважин;
- освоение скважин;
- глушение скважин с применением блокирующих составов
- капитальный ремонт скважин;
- проведение гидроразрыва пласта;
- замедление осмотических перетоков в системе «скважина-пласт»;
- повышение эффективности отбора керна;
- роторное бурение совместно с гидроизлучателем;
- строительство скважин на шельфе.

Преимущества:

- может применяться в буровом растворе, как на водной, так и на углеводородной основе;
- не влияет на работу бурового оборудования, турбобуров, телесистем;
- может применяться в солевых растворах;
- нетоксичный;
- нерадиоактивный;
- термоустойчив до 200°C;
- не препятствует регулированию реологии растворов;
- растворим в соляной кислоте с концентрацией от 6% до 10%.

На основании изученного материала можно сделать вывод, что применение технологии ОКЖ обеспечивает: качество бурового сервиса, предупреждение осложнений и аварий при строительстве скважин, надежность скважины в процессе эксплуатации, увеличении продуктивности скважины, снижении затрат на строительство и ремонт скважин.

Опыт бурения на площадях Западной Сибири, Иркутской области и Ямала подтвердил высокую эффективность технологии, которая заключается в методической обработке бурового раствора специальным материалом, временно создающим на стенке скважины надежную непроницаемую корку.

Литература

1. Официальный сайт компании Атлас Интернэшнл [www.ai-center.biz].
2. Сайт Oilmarket-magazine [www.oilmarket-magazine.com].

**СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН: ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА С
ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗГЛИНИЗУЮЩЕГО РЕАГЕНТА РР**

А.А. Ковешников

Научный руководитель ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе бурения скважин, осложнения связанные с прихватами бурового инструмента, занимают большой процент времени в сравнении с другими авариями и требуют большого количества времени для их ликвидации.

Прихваты инструмента происходят по многим причинам, основными из которых являются:

- Прилипание инструмента к стенкам скважины при оставлении его без движения;
- Затяжки вследствие образования сальников и сужений ствола скважины в результате налипания толстых корок;
- Обрушение неустойчивых пород;
- Расклинивание инструмента при спуске, бурении или проработке полноразмерными долотами;
- Заклинивание и прилипание инструмента в желобах;
- Расклинивание инструмента вследствие попадания в скважину посторонних предметов;
- Прихваты, вызванные газо-нефте-водопроявлениями и поглощениями;
- Прихваты вследствие осаждения выбуренной породы.

Основной процент при прихватах инструмента (более 50%) занимает прилипание инструмента к стенкам скважины при оставлении его без движения. Для выяснения причин данного явления сегодня проводятся многочисленные лабораторные и промысловые эксперименты, в результате которых определено, что на этот процесс в основном влияют два фактора: липкость глинистой корки и гидростатическое давление в зоне прихвата.

Прилипание глинистых частиц к поверхности труб можно объяснить следующим: на поверхности раздела бурильной трубы и частиц глинистого раствора образуются силы электрического притяжения, это обуславливается наличием свободного электрического слоя на поверхности раздела фаз, а также зарядом частиц. Если же поверхность трубы будет соприкасаться не с раствором, а с глинистой коркой, то силы сцепления между бурильной трубой и коркой будут значительно больше, чем между трубой и пленкой раствора. Это можно объяснить тем, что в корке частицы глины имеют более тонкие водные оболочки, теснее располагаются друг к другу, поэтому силы электрического напряжения в данном случае проявляют себя энергичнее.

При этом, чем больше в буровом растворе коллоидной фазы, тем выше липкость глинистой корки. Так, например, при содержании в растворе более 10-20% коллоидной фазы, липкость корки увеличивается в несколько раз. При увеличении плотности раствора, липкость корки также увеличивается из-за увеличения содержания твёрдой фазы. Но увеличение плотности бурового раствора приводит к увеличению гидростатического давления в скважине, что увеличивает прижимающую силу, направленную на прижатие бурового инструмента к стенке скважины. Особенно это явление наблюдается при вскрытии проницаемых пластов, когда на стенке скважины образуется толстая глинистая корка и, под воздействием перепада давления в системе скважина-пласт, происходит залипание бурового инструмента – дифференциальный прихват. В этом случае, в состоянии покоя, величина липкости глинистой корки может достигать 0,5-0,8 кг/см² и более. При таких величинах липкости, для освобождения прихваченного инструмента, необходимо приложить на каждый 1 м² прихваченной трубы 5-8 т нагрузки, что в большинстве случаев не представляется возможным из-за ограничения грузоподъёмности буровой установки.

Исходя из вышеизложенного, для предотвращения прихвата бурового инструмента необходимо предпринять следующие действия: не оставлять без движения бурильную колонну и использовать буровой раствор с малым содержанием твёрдой и коллоидной фазы, обладающий высокими антифрикционными свойствами. Для ликвидации прихвата необходимо создать прослойку между бурильной колонной и глинистой коркой или разрушить глинистую корку.

Существуют разные способы освобождения от прихватов. В основном, при начале производства таких работ, производится установка нефтяной ванны с расхаживанием инструмента. В ряде случаев эти работы приносят положительный результат, но не всегда. Если нефти не удаётся проникнуть в пространство между глинистой коркой и буровым инструментом или инструмент прихвачен на значительном участке, то извлечь инструмент не удастся. Также в некоторых случаях есть ограничения по плотности ванны, когда в разрезе есть пласты с высоким давлением и существует вероятность получения проявления. Сегодня для решения проблемы предлагается один из современных реагентов – разглинизирующий реагент РР.

Технология разглинизации направлена на разрушение глинистых частиц. В этой технологии используется водный раствор специального разглинизирующего состава, который не воздействует на металл колонны, но эффективно разрушает глинистые частицы. Механизм реакции заключался в воздействии на кристаллическую решётку глинистой частицы, при этом в ней происходит ослабление структурных связей, что приводит к разрушению глинистых частиц, после чего последние неспособны к пептизации и уплотнению и легко выносятся из-под прихваченной колонны труб.

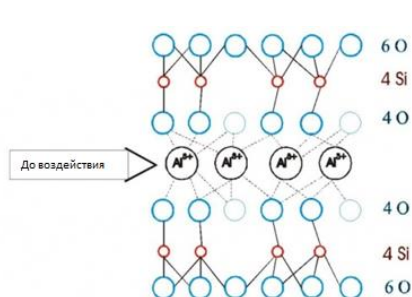


Рис. 1

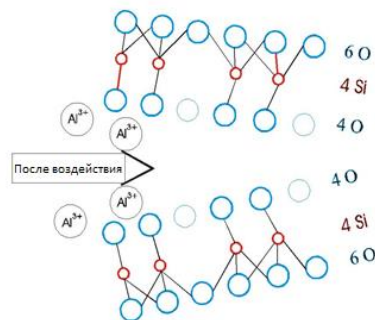


Рис. 2

Опытные работы были проведены на трёх скважинах месторождений ОАО «Татнефть», где традиционными методами (установка нефтяных ванн) прихват ликвидировать не удалось.

Примеры использования:

- 14 марта 2011г на скважине № 701 Березинского месторождения поднятия при подъёме КНБК в интервале 440-460м возник прихват бурового инструмента, затяжки составляли до 38тн, при разгрузке посадка до - 0тн. Расхаживание прихваченного инструмента с нагрузкой на крюке - 25тн и разгрузкой до - 0тн, с промывкой глинистым раствором, технической водой и установкой нефтяной ванны результата не дали. 15 марта

2011г в 17.40, произвели закачку первой порции разглинизирующего реагента РР в кол-ве 360кг (V-3,6м3). Через 2 часа закачали вторую порцию разглинизирующего реагента РР в кол-ве 360кг (V-3,6м3). При расхаживании прихваченного инструмента, с нагрузкой на крюке- 25тн, с разгрузкой до - 0 т., в 22.40 освободили инструмент;

- 11 июля 2011г при бурении скважины № 526Д произошёл прихват бурового инструмента в интервале 700-860м. Установка нефтяной ванны с расхаживанием бурового инструмента результатов не дала. 12 июля закачали 300кг (3,0м3) водного раствора разглинизирующего реагента РР и в течение 3 часов ликвидировали прихват;

- 21 октября 2012г, при ликвидации поглощения на скважине № 4848 Биклянского месторождения, произошёл прихват бурового инструмента. Промывка с расхаживанием КНБК и попытка проворота ротора при общем весе КНБК 27-28тн до 55-60тн результата не дала. Произвели закачку товарной нефти в V=5м3. Стоянка под нефтяной ванной с расхаживанием КНБК при общем весе КНБК 27-28тн до 60-65тн результата не дала. 22 октября в 15.00 в скважину закачали раствор разглинизирующего реагента РР в количестве 400кг (4,0м3). В процессе реагирования производилось расхаживание КНБК при общем весе КНБК 27-28тн до 60-65тн. Освобождение от прихвата в 18.10.

Вывод:

1. С применением разглинизирующего реагента РР происходит резкое сокращение времени ликвидации такого осложнения, как дифференциальный прихват.
2. Данная технология позволяет исключить использование нефти для установки нефтяных ванн.
3. Разглинизирующий реагент РР представляет собой сухой порошок с длительным сроком хранения, что позволяет создавать на буровых аварийный запас и использовать его по мере необходимости, как для ликвидации прихватов, так и для освоения скважин.

Литература

1. Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей. - М.: Недра, 2008г.
2. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов.- М., ООО «Недра-Бизнесцентр»,2010.
3. Николаев Н. И., Нифонтов Ю. А., Никишин В. В., Тойб Р. Р. Буровые промывочные и тампонажные растворы. Учебное пособие для вузов. СПб., СПГГИ, 2009.
4. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. - М: Недра,2008г.

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ГИБКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ «СКВАЖИНА-ПЛАСТ»

А.В. Коломийцев

Научный руководитель: доцент Ю.К. Димитриади

Северо-Кавказский федеральный университет, Институт нефти и газа,

г. Ставрополь, Россия

В связи с возросшими требованиями к качеству строительства скважин одним из приоритетных направлений развития техники и технологии бурения на современном этапе является углубление скважин в условиях гибкого регулирования давления в системе «скважина-пласт».

Наиболее рациональная технологическая схема вскрытия газоносных пластов – это технология с использованием избыточного давления на устье скважины (Р_у). Основным позитивный признак этого способа – возможность оперативного регулирования забойного давления в определенных пределах на всех этапах проводки скважины. Результаты бурения свидетельствуют о безопасности и высокой эффективности углубления скважины при пониженном забойном давлении (минимальная репрессия, депрессия). Перспективность данной технологии состоит не только в широкой области ее применения (разнообразные геологические условия, назначение скважины), но и в совершенствовании имеющегося комплекса буровых работ.

В данной статье описана усовершенствованная технология вскрытия газоносного пласта бурением в условиях регулирования давления в скважине, обеспечивающего управляемый приток газа.

За основу взят, разработанный в соавторстве, способ вскрытия газоносного пласта бурением [1,2], который включает традиционное буровое оборудование и инструмент, дополнительно к которому требуется устьевое оборудование: превентор вращающийся, дроссель с автоматическим поддержанием заданного устьевого давления, дегазатор. Комплекс разработанных технологических решений усовершенствует технологию бурения в условиях регулирования давления в скважине (рис. 1).

Повышение эффективности бурения скважины достигается за счет применения метода регулирования дифференциального давления, обеспечивающего управляемый приток газа, и метода поддержания требуемой осевой нагрузки на долото при бурении с противодавлением на устье. Технологический эффект обусловлен применением промывочной жидкости минимально допустимой плотности, определением величин допустимого газонасыщения и текущего при бурении, а также обеспечением допустимой депрессии на пласт путем изменения устьевого давления.

На рисунке 2 представлена последовательность технологических операций и действий при бурении с управляемым притоком газа. В начальный момент вскрытия газоносного пласта рассчитывается минимально

допустимая плотность промывочной жидкости ρ_{\min} и создается устьевое давление P_{y1} . При отсутствии циркуляции промывочной жидкости это давление равно $P_{y \max}$. При бурении необходимо обеспечить гидродинамическое равновесие, поэтому создаваемое начальное устьевое давление для вскрытия первого интервала меньше на величину гидравлических потерь давления в кольцевом пространстве $P_{\text{кп}}$. Также определяется допустимое газонасыщение промывочной жидкости для бурения первого интервала.

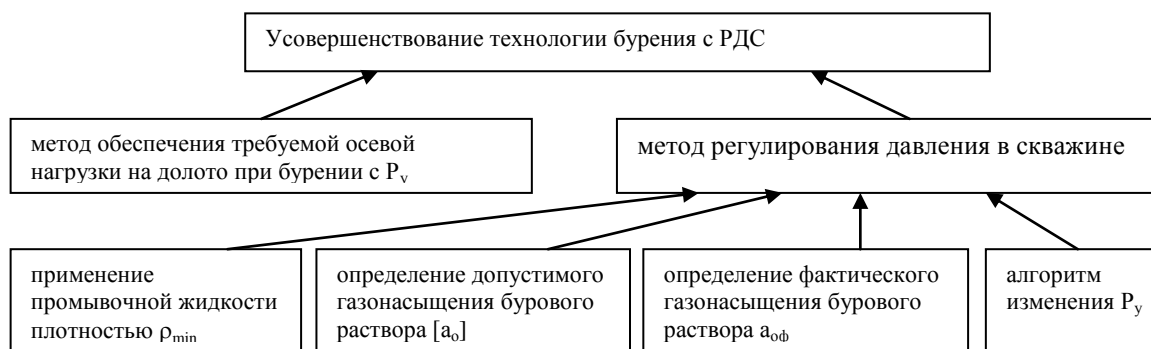


Рис. 1 Усовершенствование технологии бурения с РДС

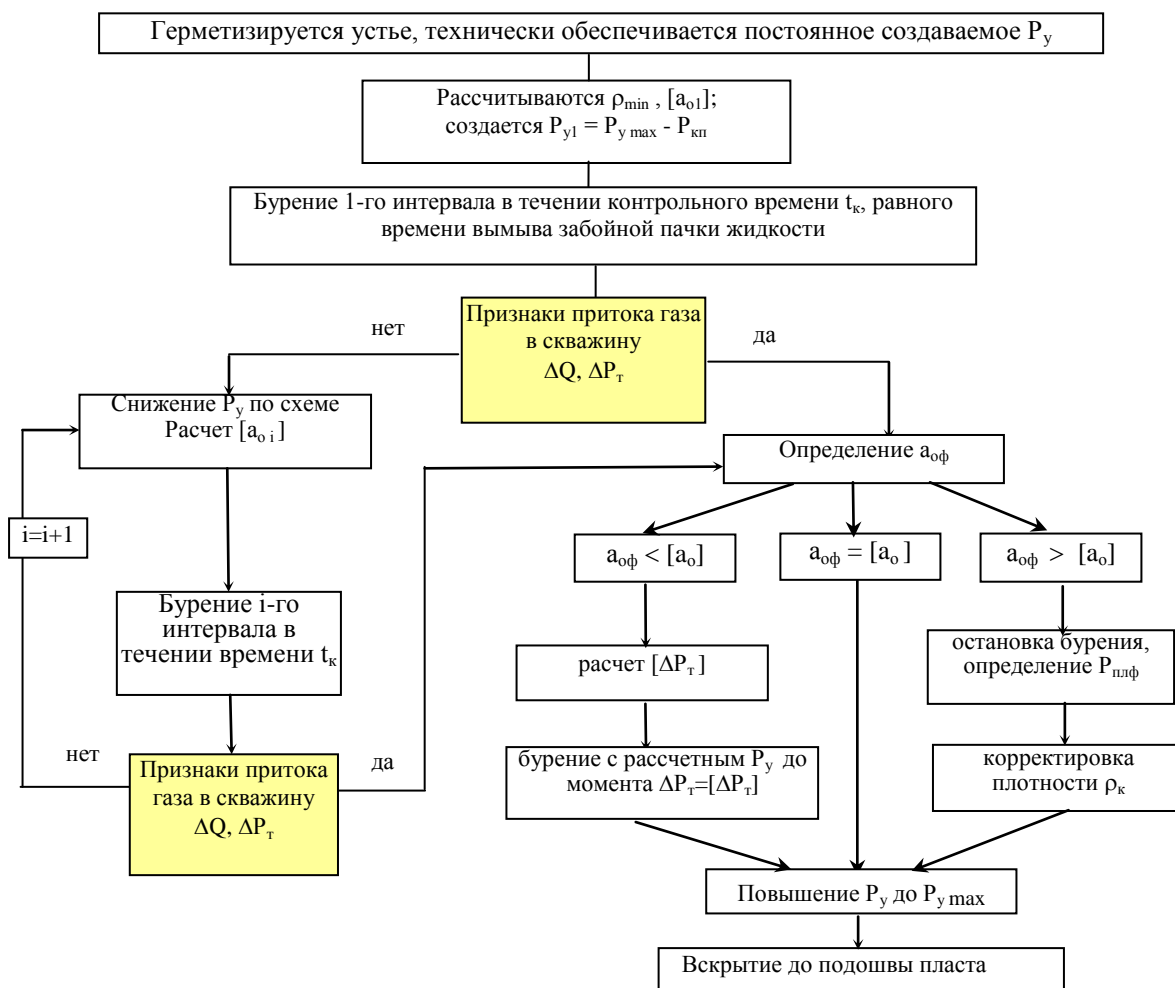


Рис. 2 Алгоритм принятия технологических решений при вскрытии газоносного пласта бурением с управляемым притоком

Бурение первого интервала газоносного пласта осуществляется при постоянном отслеживании величины давления на стояке и расхода промывочной жидкости на выходе скважины в течение контрольного

времени t_k . В случае постоянства или снижения давления в трубах ΔP_T при одновременном увеличении расхода промысловой жидкости на выходе скважины ΔQ определяется текущее газонасыщение промысловой жидкости, сравнивается с допустимым значением и выполняются технологические операции, предусмотренные методом регулирования давления в скважине путем изменения устьевого давления.

Все теоретические выводы, сделанные для бурения первого интервала пласта с притоком газа, справедливы и для бурения последующих «i-х» интервалов с притоком газа с соответствующей заменой параметров первого интервала на «i-й».

По сравнению с технологией бурения без притока газа очевидно повышение эффективности геолого-поисковых работ, улучшение качества вскрытия пласта за счет увеличения интервала вскрываемого пласта на депрессии и уменьшение репрессии на подошву пласта [3]. Также повышается безопасность процесса бурения за счет оперативности обнаружения притока газа в скважину и его количественной оценки по фактическим данным устьевой информации. Использование устьевого давления для регулирования дифференциального давления обеспечивает оперативность и простоту в реализации, т.к. не требуется существенных дополнительных затрат на приготовление утяжеленного раствора и изменение гидравлической программы промывки скважины.

Для достижения технологического эффекта при проведении опытно-промышленных испытаний и внедрении способа углубления скважины в условиях регулирования давления в скважине разработаны «Временная инструкция по технологии углубления скважин, обеспечивающая гибкое регулирование давления в системе «скважина-пласт» и рекомендации. Инструкция и рекомендации регламентируют основные положения и требования к производству буровых работ, последовательности их проведения. Даны указания по монтажу и эксплуатации специального технологического оборудования, программа обучения персонала и правила безопасного ведения буровых работ.

Усовершенствованная технология позволяет определить фактическое пластовое давление, состав пластового флюида и параметр продуктивности (коллекторские свойства) пласта непосредственно в процессе бурения, что обеспечивает достоверность величины давления, действующего на пласт, и способствует снижению вероятности возникновения аварийных ситуаций. Целесообразно применять данную технологию при вскрытии газовых пластов с низкой проницаемостью и находящихся в неустойчивом гидродинамическом равновесии со скважиной.

Литература

1. Димитриади Ю.К. Вскрытие газоносного пласта бурением с управляемым притоком газа: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Ставрополь, 2003 г. – 24 с.
2. Патент РФ № 2196869. Способ вскрытия продуктивного газоносного пласта бурением / ОАО «СевКавНИПИгаз» (РФ); Авт. изобрет.: Гасумов Р.А., Димитриади Ю.К., Тагирова А.М., Коршунова Л.Г. (РФ); Заявл. 17.08.2000.98; опубли. в ОБ №4, 2003 г.
3. Тагиров К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. – М.: Недра, 1996. – 183 с., ил.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ «ЭКТА-СИЛ»

М.В. Куделькин

Научный руководитель: доцент М.А. Самохвалов

Томский национальный исследовательский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровой раствор — сложная многокомпонентная дисперсная системасуспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Существующие на данный момент пресные буровые растворы, не позволяют без дополнительной шаблонировки (отчистки, выравнивания ствола скважины) пробурить интервал, что ведет к потери дополнительного времени для проведение спуска-подъемных операций. Первоочередная задача, разработать пресную систему бурового раствора позволяющий за один рейс пробурить интервал (направление, кондуктор, эксплуатационная колона) при этом сохраняя устойчивость ствола при применении ингибированных систем на основе хлорида калия.

Система бурового раствора «ЭКТА-СИЛ» разработана для решения проблем при бурении высокоактивных сланцевых глиен месторождений Западной и Восточной Сибири. Технологические решения, используемые в пресном стабилизированном полимер-малоглинистом буровом растворе «ЭКТА-СИЛ» являются идеальной основой при создании эффективных систем с усилением кольматирующих, ингибирующих, смазочных свойств и малым содержанием твердой фазы для бурения скважин и первичного вскрытия продуктивных пластов. По результатам анализа и оценки индивидуальности геологического разреза конкретного месторождения, «базовый» состав системы бурового раствора трансформируется с целью получения наиболее точных решений, обеспечивающих повышение скорости и надежности проводимых работ на протяжении всего срока строительства и дальнейшей эксплуатации скважины.

Эффективная стабилизация параметров системы «ЭКТА-СИЛ» создается за счёт оптимальных концентраций частично гидролизированных полимеров разной молекулярной массы, боросиликатного реагента и многофункциональных добавок на основе продуктов переработки природных углеводов.

В ходе лабораторных испытаний, была подобрана оптимальная концентрация реагентов, технология регулирования общих характеристик и отдельных показателей системы «ЭКТА-СИЛ»[2].

Особенности системы бурового раствора «ЭКТА-СИЛ»

Система «ЭКТА-СИЛ» обладает следующими преимуществами, представленными на рис. 1, в сравнении с «традиционными» для Западной Сибири системами буровых растворов:



Рис. 1. -Преимущества системы «ЭКТА-СИЛ»

- Система обладает оптимальными реологическими параметрами, что обеспечивает отсутствие излишних гидродинамических нагрузок на ствол. Минимизированы технологические риски, вызванные потерей стабильности ствола.

- Обладает устойчивостью к загрязнению за счёт блокирования процесса диспергирования глин детально подобранным комплексом реагентов формирующих систему и максимальной сепарации выбуренного шлама на оборудовании очистки бурового раствора.

- Обладает способностью сохранять запроектированные характеристики при обработках объемами премиксов в количествах, равным объёмам раствора при углублении и потерям со шламом.

Экономическая эффективность при использовании системы бурового раствора «ЭКТА-СИЛ» на Приобском и Приразломном месторождениях.

Экономическая эффективность при использовании системы бурового раствора «ЭКТА-СИЛ» представлена на графиках в виде коммерческой скорости бурения (График 1), продолжительностью бурения (График 2), количества долблений (График 3) и механической скорости бурения (График 4).

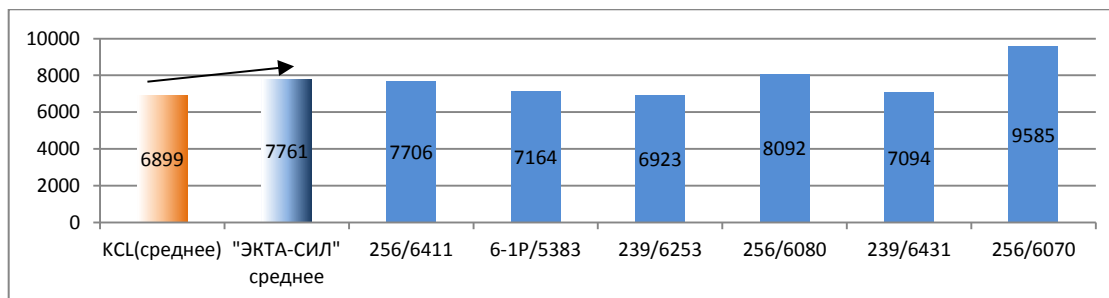


График 1. Коммерческая скорость бурения

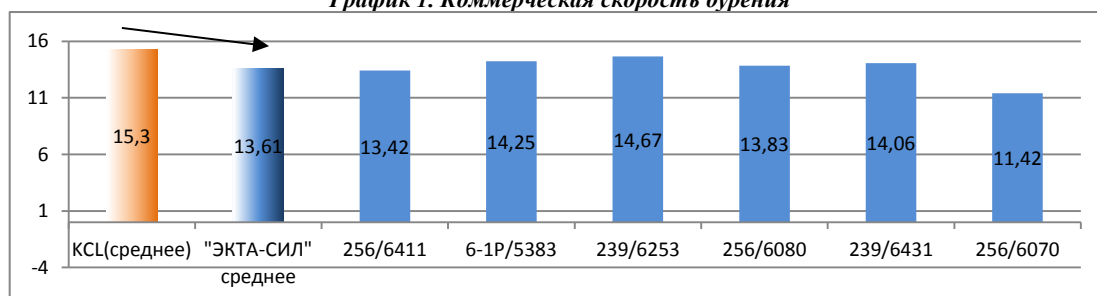


График 2. Продолжительность бурения

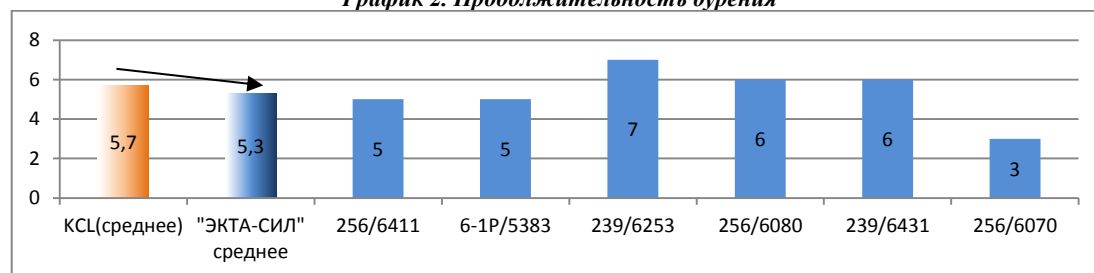


График 3. Количество долблений

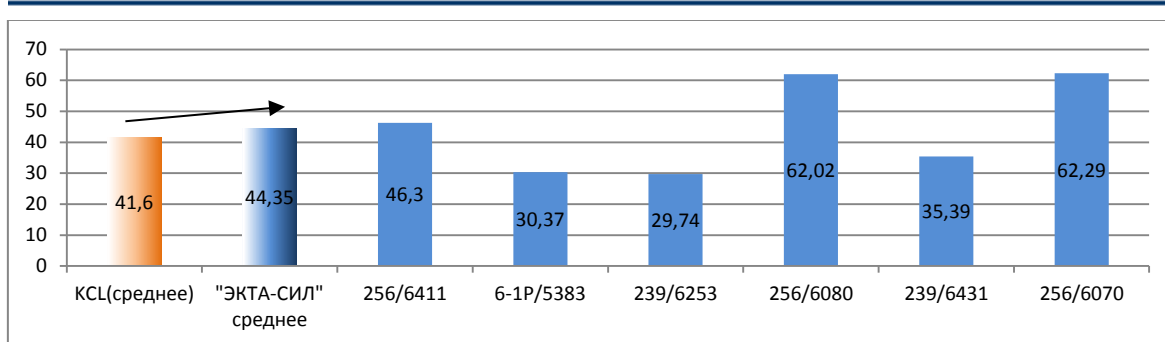


График 4. Механическая скорость бурения

Коммерческая скорость бурения (График 1) является обобщающим показателем, характеризующим эффективность всего процесса буровых работ, определяется делением проходки за месяц на количество станком-месяцев бурения в данном месяце.

В условиях Западной и восточной Сибири наиболее распространённым является система растворов с ингибированием KCL. Рассмотрим анализ применения системы "ЭКТА-СИЛ" и "KCL".

Таблица 1

Анализ применения системы "ЭКТА-СИЛ" и "KCL"

Система БР	м/р	Куст	№ скв.	Смещение, м	Глубина кондуктора, м	Глубина скв, м	Начало бурения	Конец бурения	Время бурения, сут	Уком скважина, м/ст.мес	Объем утилизируемых отходов, м³	Осложнения в процессе бурения под колонну	Тоннаж на скважину, тн
KCL	Приобское	256	6415	1987,7	1575	3552	12.08.09	28.08.09	16	6771	984	Без осложнений	58
KCL	Приобское	256	6414	1765	1530	3425	13.10.09	27.10.09	14	7462	950	Проработка 3 часа	58
KCL	Приобское	256	6413	1610	1607	3391	30.11.09	16.12.09	16	6464	940	Без осложнений	58
Экта-Сил	Приобское	256	6411	1624,4	1575	3390	13.01.10	26.01.10	13,42	7706	708	Без осложнений	30
Экта-Сил	Приразломное	6-1р	5383	1719,5	1447	3347	27.01.10	10.02.10	14,25	7164	660	Без осложнений	30
Экта-Сил	Приразломное	239	6253	1792	1563	3329	04.02.10	19.02.10	14,67	6923	698	Без осложнений	30

Экономический эффект системы представлен в таблицах 2 и 3.

Таблица 2

Затраты на строительство скважины № 6415 на системе KCL

Стоимость химреагентов, затраченных на строительство скв, руб	1 187 569,35р.
Стоимость инженерного сопровождения, руб	15 913,26р.
Стоимость аренды оборудования системы очистки, руб	22 007,70р.
Суточная ставка работы буровой бригады, руб	460 000,00р.
Стоимость вывоза (утилизации) 1м³ бурового шлама, руб	424,00р.
Транспортные затраты (доставка х/реагентов на скв), руб	82 669,60р.

Итого стоимость скважины на биополимерной основе составляет 9654190,31 руб.

Таблица 3

Затраты на строительство скважины № 6411 на системе "ЭКТА СИЛ"

Стоимость химреагентов, затраченных на строительство скв, руб	1 072 585,00р.
Стоимость инженерного сопровождения, руб	15 913,26р.
Стоимость аренды оборудования системы очистки, руб	22 007,70р.
Суточная ставка работы буровой бригады, руб	460 000,00р.
Стоимость вывоза (утилизации) 1м³ бурового шлама, руб	424,00р.
Транспортные затраты (доставка х/реагентов на скв), руб	49 601,76р.

Итого стоимость скважины на системе «ЭКТА-СИЛ» составляет 8102818,31 руб.

Экономическая эффективность приведена в таблицах 2 и 3, из которых можно увидеть, что использование системы буровых растворов «экта-сил», выгоднее по сравнению с системой растворов с ингибированием KCL на 1 551 372 рублей.

Заинтересованность Заказчиков (ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «РН-Юганскнефтегаз») в системе «ЭКТА-СИЛ» оправдана и выражается в:

- Сокращении цикла строительства скважин. Система «ЭКТА-СИЛ» позволяет за один рейс пробурить интервалы под: направление, кондуктор, эксплуатационную колонну, при этом не затрачивая дополнительное время на спуска-подъёмные операции и на дополнительную шаблонировку.

- Снижении объемов утилизации отходов бурения. Применение системы «ЭКТА-СИЛ», обладающей высоко-ингибирующими свойствами, предоставляет один из вариантов решения проблемы наработки бурового раствора, что подтверждается достаточно высоким показателем эффективности работы оборудования очистки количеством использованного раствора при бурении скважин. Это может быть достигнуто при использовании комплекта состоящего из: двух линейных вибростов; осушающего вибростова; песко – илоотделителя, двух центрифуг, и обязательно, блока химического усиления центрифуг.
- Увеличением площади охвата осваиваемого продуктивного пласта при разбуривании скважин с одного кустового основания, особенно в экологически чувствительных местах.
По итогам использования системы «ЭКТА-СИЛ» при бурении скважин, отмечено:
- Экономическая эффективность при использовании системы буровых растворов «экта-сил», выгоднее по сравнению с системой растворов с ингибированием КС1 на 1 551 372 рублей.
- Отсутствуют осложнения связанные с сальникообразованием, стабильностью ствола скважины, что обеспечивает бурение скважин, отличающиеся повышенной сложностью пространственных характеристик, длительными долблениями по 50 и более часов.
- Система обладает оптимальными реологическими параметрами, хрупким СНС, что обеспечивает отсутствие излишних гидродинамических нагрузок на ствол при бурении, СПО, вызове циркуляции.
- Характеристики и параметры системы «ЭКТА-СИЛ», легко подвергаются необходимой трансформации в зависимости от состояния ствола скважины или геологического интервала. По результатам бурения трёх скважин намечены необходимые изменения концентраций и ожидаемого расхода реагентов для составления «Программ промывки при бурении скважин» на Крапивинском месторождении, без повышения общей стоимости системы раствора «ЭКТА-СИЛ».[3]

Литература

1. Чубик П.С. Практикум по тампонажным материалам. - Томск: Изд. ТПУ, 1999.- 82 с.
2. Протокол №39 по использованию раствора Экта-СИЛ первая скважина для РН-ЮНГ, ФБР ЗАО ССК, 23.04.2013г.
3. Отчет по промышленным испытаниям системы ЭКТА-СИЛ, ФБР ЗАО ССК, 12.02.2013г.
4. Нефтегазовый форум // URL: <http://www.oilforum.ru> (дата обращения: 26.02.2014).

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

А.В. Кузнецов, А.В. Епихин

Научный руководитель: ассистент А.В. Епихин

Томский национальный исследовательский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность процесса разрушения горной породы бурением характеризуется величиной механической скорости, которая обусловлена выбором оптимальных технологических условий, называемых параметрами режима бурения. Традиционно основными параметрами режима бурения принято считать: осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, частоту вращения инструмента, а также расход промывочной жидкости. При правильном их расчете и выборе соотношения между ними достигаются высокие объемы разрушения горной породы в единицу времени, качественная очистка забоя и незначительная степень износа бурового оборудования по сравнению с объемом выполняемой полезной работы. Таким образом, верный выбор параметров режима бурения позволяет повысить коэффициент полезного действия процесса бурения.

Одним из ключевых параметров режима бурения с позиции деструктивного воздействия на горную породу является осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент. Именно она иллюстрирует теоретические представления о разрушении горной породы методом вдавливания в нее индентора. Поэтому расчет осевой нагрузки на прямую связан площадью контакта с горной породой, а также ее физико-механическими свойствами, ключевым из которых является твердость (1).

$$P = F_k \times p, \quad (1)$$

где F_k — площадь контакта долота с породой, мм²;

p — твердость горных пород или предел текучести для пород, не дающих хрупкого разрушения, МПа.

В свою очередь механическая скорость определяется следующим выражением (2):

$$V_{\text{мех}} = \frac{h}{t} \quad (2)$$

где h — величина проходки (м) за заданное время t (с).

Оценивая соотношения (1) и (2) можно предположить, что при прочих равных условиях значение механической скорости должно постоянно увеличиваться при аналогичном росте осевой нагрузки. Данный вывод сделан из следующих соображений: превышение предела прочности горной породы должно обеспечить резкое увеличение объема разрушения, а в целом и проходки в единицу времени. Но на практике это условие не может быть соблюдено по нескольким причинам. Во-первых, чрезмерное увеличение осевой нагрузки может

привести к достижению предела прочности самого породоразрушающего инструмента и его выходу из строя. Во-вторых, при увеличении осевой нагрузки на долото требуется прямо пропорциональное увеличение и затрат энергии на вращение инструмента. Таким образом, постоянное увеличение осевой нагрузки приведет либо к невозможности вращения инструмента (превышение максимально возможной мощности обеспечиваемой привода), либо нерентабельности поддержания таких параметров режима бурения из-за чрезмерных энергозатрат. В-третьих, увеличение осевой нагрузки приведет к резкому увеличению объема разрушенного материала, который необходимо будет удалять. При невозможности качественной очистки забоя возникает образование шламовой подушки, многократное переизмельчение горной породы и снижение эффективности дальнейшего разрушения.

Многолетний практический опыт сооружения скважин позволил создать серьезную базу данных, на основе которых были сформированы рекомендации по обеспечению величин осевой нагрузки из расчета кН на см диаметра долота, которые зависят как от конструкции инструмента, так и от категории разрушаемой горной породы (см. табл.1).

Таблица 1

Рекомендуемые значения осевой нагрузки для различных технико-геологических условий бурения

Технические условия		Геологические условия	
Тип долота	Величина нагрузки, кН/см	Категория горных пород	Величина нагрузки, кН/см
Лопастное (режущий механизм)	1-4	М и МС	2-6
		С	3-8
		СТ	5-10
Алмазное (режущее- истирающий механизм)	2-8	Т	7-10
		ТК	8-15
		ТК, ТКЗ, ОК	9-20

Но широкий спектр данных, на основе которых составлялась данная таблица, демонстрирует слишком серьезное усреднение и обобщение процесса бурения как многофакторного процесса, что не позволяет адекватно выбирать осевую нагрузку по представленным данным. Например, бурение лопастным долотом диаметром 393,7 мм пласта мягких пород требует от нас выбора следующих значений осевой нагрузки:

- по техническим условиям (тип долота) – 39,3-157,5 кН;
- по геологическим условиям (категория горных пород) – 78,7-236,2 кН.

Таким образом, разброс рекомендуемых значений осевой нагрузки колеблется от 39,3 до 236,2 кН, что демонстрирует неадекватность данного подхода к подбору параметров режима бурения.

Резюмируя вышесказанное можно сделать вывод, что вопрос о выборе оптимальной осевой нагрузки остается открытым и в настоящее время и требует серьезного теоретического обоснования, совмещенного с подтверждением основных положений на практике.

Не смотря на это, в современном бурении пока осевая нагрузка выбирается по принципу совмещения теоретических расчетов (обеспечение достаточной нагрузки для разрушения горной породы) и практического опыта (для конкретных горно-геологических и технологических условия). Не удивительно, что такой подход приводит к высоким значениям погрешностей, лишним энергозатратам и временным издержкам.

Кроме того, для контроля, варьирования и поддержания эффективной осевой нагрузки необходимо не только знание расчетов в проекте на бурение, но и видение значений нагрузки в режиме реального времени. Для этого за многолетнюю практику бурения было разработано множество различных технических девайсов и способов регистрации.

Осевая нагрузка в процессе бурения может измеряться двумя способами: в поверхностных условиях с помощью индикаторов веса, но они не дают информации о реально создаваемой осевой нагрузке забой, которая учитывает разгрузку бурильной колонны на стенки скважины в наклонном стволе, ее подвисяние, прилипание к стенкам скважины и т.д. Второй способ - это регистрация осевой нагрузки в забойных условиях с помощью различных датчиков, но в данном случае ключевыми проблемами являются – точная передача сигнала на поверхность и его временная задержка.

Все известные поверхностные индикаторы веса основаны на принципе измерения горизонтальной составляющей натяжения мертвого конца талевого каната. Если индикатор веса гидравлический, то усилия в талевом канате - преобразуются трансформатором давления (преобразователем) в пропорциональные величины, передаваемые на вторичные приборы (демонстрационные и самопишущие). Если индикатор веса электрический, то усилия в талевом канате преобразуются посредством индукционного датчика в пропорциональные величины электродвижущей силы, которая переводится в демонстрационный вид вторичным прибором.

Для оценки технического задела и анализа перспектив развития технологических решений в области измерения осевой нагрузки был проведен патентный поиск.

Самым известным методом измерения осевой нагрузки на долото является контроль при помощи гидравлического индикатора веса (ГИВ), который устанавливается рядом с рабочим местом бурильщика. Для данного прибора определяется следующая методика эксплуатации: перед началом бурения инструмент, находящийся над забоем и вращающимся вхолостую, медленно подают на забой, затем включают буровые насосы и замечают первое показание индикатора веса; второе его показание отсчитывают в начале бурения. Величина нагрузки на забой будет равняться разности показаний индикатора веса до и после начала бурения, умноженной на число струн талевого блока.[2]

Одним из способов оценки осевой нагрузки на забое скважины является: способ контроля осевой нагрузки на долото по коэффициенту полезного действия бурения. Принцип работы системы основан на определении осевой нагрузки через спектр акустических колебаний, создаваемых работой бурового насоса, вращением рабочих элементов турбобура и ударов вооружения шарошечного долота о забой. Первичный суммарный высокочастотный спектр преобразуется в низкочастотный методом амплитудно-импульсной модуляции акустическим режекторным фильтром, который устанавливается в компоновке низа бурильной. Низкочастотный сигнал регистрируется на поверхности с помощью гидрофона. Информация об изменении осевой нагрузки на долото определяется по приращению амплитуды звуковых колебаний в низкочастотной полосе пропорционально величине изменения осевой нагрузки, которая задается согласно карте геолого-технологического наряда. Основным недостатком данного способа является то, что он имеет ограниченную область применения по глубине бурения из-за затухания акустического сигнала, передаваемого по столбу промывочной жидкости. [13]

Так же известен забойный датчик осевой нагрузки на долото, в основе которого лежит применение трех равномерно расположенных по периметру цилиндрического переводника магнитоупругих датчиков. Они преобразуют сигнал, получаемый через силопередающие штоки от упругого элемента, который в забойных условиях под действием осевой нагрузки деформируется. Согласно информации, приведенной в патенте, при расчете осевой нагрузки учитывается разгрузка упругого элемента за счет потока нагнетаемой жидкости к долоту, а также внешних и внутренних давлений на колонну бурильных труб. Основным недостатком данной измерительной системы является ненадежность нестабильности работы магнитоупругих датчиков и упругого элемента, особенно, в условиях циклических колебаний осевой нагрузки. [12]

Для измерения осевой нагрузки при бурении колтюбинговыми установками применяется датчик, основанный на измерении силы сжатия рабочей среды специальным поршнем. Основным преимуществом данного прибора является то, что он позволяет одинаково эффективно измерять осевую нагрузку как в вертикальном, так и в горизонтальном стволе скважины.

Данное устройство работает следующим образом (см. рис.1): при бурении осевые нагрузки перемещают часть корпуса 1 вдоль шлицев 2 влево, в то же время перемещается поршень 3, из-за этого возникает избыточное давление рабочей среды 4 в герметичной камере, в которой установлен герметично датчик давления 5, регистрирующий давление рабочей среды 4. При бурении, на корпус прибора передаются вибрации как от работы забойного двигателя, так и от бурового насоса. Для сглаживания частоты и предохранения датчика давления 5 от гидроудара применяется герметичная полость 6, заполненная воздухом, которая отделена от камеры с рабочей средой 4 промежуточным поршнем 7. Далее при помощи электроники, по изменению давления, регистрируемого датчиком, определяется величина осевого усилия, воздействующего на долото.

Разработан более совершенный датчик с позиции отсечения влияния на осевую нагрузку веса нижерасположенной части компоновки низа бурильной колонны, перепада давлений в насадках долота. Принципиально устройство схоже с системой представленной на рис. 1 с той особенностью, что введены конструктивные дополнения в виде упругого сектора, выполненного из двух пружинных секций, которые используются для снижения влияния на процесс регистрации осевой нагрузки указанных выше процессов. Продолжением данного устройства является набор различных вариантов представленных в полезной модели. В основном, все конструктивные изменения каждого из приборов направлены на компенсацию влияния на осевую нагрузку перепада давления промывочной жидкости на долоте, перепада давления в трубах и затрубном пространстве. [11]

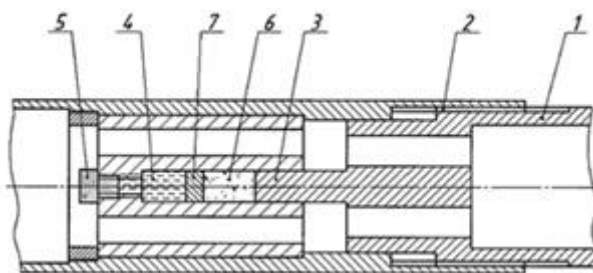


Рис. 1. Устройство для замера осевой нагрузки на долото при использовании колтюбинговых установок

В представленных выше датчиках не описан принцип передачи информации на устье скважины. Хотя в независимости от этого известно, что сигнал о величине осевой нагрузки будет иметь задержку по времени, которая обусловлена способом передачи.

Имеются примеры забойных датчиков, использующих только гидравлический канал связи «забой-устье». С целью создания гидравлических импульсов с частотой, пропорциональной осевой нагрузке на долото, он выполнен в виде герметичного маслonaполненного поршневого устройства с саморегулирующим клапаном, поршневыми измерителями расхода и гидроусилителем, имеющими между собой гидравлическую связь, обеспечивающую автоматическое взаимодействие поршня датчика и дросселя. Таким образом, датчик генерирует сигнал, передаваемый на поверхность по столбу бурового раствора. Стоит напомнить, что зарубежные фирмы встретили трудности в применении гидравлического канала связи «забой-устье» при бурении скважин на аэрированных растворах и все чаще обращаются к каналам на другой физической основе. [10]

Известно устройство, которое было разработано для вычисления эффективной осевой нагрузки в процессе рейса бурения. Прибор представляет собой датчик с встроенной памятью для точечной регистрации осевой нагрузки по времени при определенных пороговых значениях. Сама схема представляет собой совокупность ключей, блоков вычитания, регистрации и памяти. Основным недостатком данной схемы регистрации является то, что она не передает информацию с забоя на поверхность в режиме реального времени. Кроме того, сама система предназначена более не для контроля процесса бурения, а для подбора в последующем оптимальных параметров режима. [9]

Помимо использования забойных и поверхностных датчиков имеет место расчетный способ подбора, создания и контроля осевой нагрузки, который представляет собой алгоритм:

1. По величине необходимой нагрузки на долото и удельного его момента определяют рабочий момент на валу двигателя, достаточный для вращения породоразрушающего инструмента под необходимой нагрузкой на долото.

2. По характеристике винтового забойного двигателя находят перепад давления на двигателе при работе с рабочим моментом и в холостом режиме его работы (см. рис. 2).

3. После спуска бурильного инструмента с долотом и винтовым забойным двигателем до забоя скважины и выравнивания параметров бурового раствора регистрируют давление на стояке буровой установки в холостом режиме работы ВЗД (долото над забоем).

4. Производится создание необходимой нагрузки на долото разгрузкой веса бурильной колонны на забой до тех пор, пока давление на стояке не вырастет на величину разницы давлений в рабочем и холостом режимах работы ВЗД, определенных по его характеристике.

5. Величина нагрузки на долото в процессе бурения контролируется по этой величине. [8]

Существует подобная разработка, в которой на основе эмпирических данных значения величины давления на стояке, перепада давления на забойном двигателе, осевой нагрузки задаваемой в поверхностных условиях и крутящего момента на роторе была разработана модель, позволяющая определить фактическую нагрузку на забой (2):

$$G_{\text{факт}} = G_{\text{осГТИ}} - \left[\frac{M_{\text{рр}} - M_{\text{рх}}}{\pi \times D_{\text{скв}}} \right] \quad (3)$$

где $G_{\text{осГТИ}}$ - осевая нагрузка на долото по станции ГТИ, Н;

$M_{\text{рх}}$ - момент на роторе в режиме работы ВЗД на холостом ходу, Н*м;

$M_{\text{рр}}$ - момент на роторе в рабочем режиме работы ВЗД, Н*м;

$D_{\text{скв}}$ - диаметр скважины, м. [7]

Есть альтернативные методы, которые используют в своей основе для корректирования осевой нагрузки также перепад давления – только не на забойном двигателе, а на долоте. Например, имеет место вариант, когда оценивают величину эффективной осевой нагрузки и фиксируют соответствующее значение перепада давления на долоте. Затем по имеющемуся опыту выставляют требуемую осевую нагрузку по величине перепада давления при прочих равных условиях. [14]

Некоторые разработчики предлагают повысить точность измерений и контроля осевой нагрузки на долото путем изготовления специального долота со сквозным отверстием для подачи раствора, в котором устанавливается датчик регистрации перепада давления и датчик осевой нагрузки. На основе данных этих датчиков в процессе бурения строится кривая взаимной зависимости осевой нагрузки от перепада давления промывочной жидкости на долоте в заданных условиях бурения.

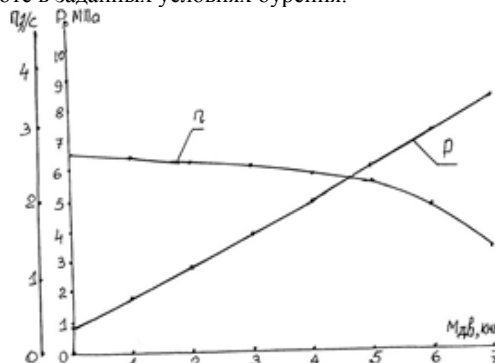


Рис. 2. Характеристика винтового забойного двигателя ДВ-176 при работе с $Q=17$ л/сек.

Резюмируя вышесказанное можно сделать следующие выводы:

1. На настоящий момент отсутствует оптимальный теоретически-обоснованный алгоритм выбора эффективной осевой нагрузки на долото.

2. При расчете и выборе осевой нагрузки важно принимать в учет тип и характеристики породоразрушающего инструмента, а также проектные значения прочих параметров режима бурения (частота вращения инструмента, расход промывочной жидкости).

3. Существует несколько способов регистрации осевой нагрузки: поверхностный (использование поверхностных датчиков веса), забойный (регистрация на забое осевой нагрузки с последующей передачей на поверхность, смешанный. Каждый из указанных способов обладает определенными достоинствами и недостатками.

4. Принципиальным моментом для забойных датчиков регистрации осевой нагрузки на долото является способ передачи информации на поверхность.

5. В процессе бурения для достижения максимальной эффективности работы долота требуется получение реальных значений параметров режима бурения на забое, что позволит повысить эффективность разрушения горной породы, а также провести профилактику аварийных ситуаций с буровым оборудованием.

Литература

1. Басарыгин Ю.М.; Булатов А.И., Проспков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2012.
2. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006.
3. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: «Академия», 2007.
4. Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев И.В. Разведочное бурение. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
5. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: «Альянс», 2011.
6. Юртаев С.Л. Практический справочник бурового мастера. – СПб.: НПО «Профессионал», 2011.
7. Патент РФ 2361055 Способ контроля осевой нагрузки на долото при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин винтовым забойным двигателем Двойников М.В.
8. Патент РФ 2313667 Способ создания и контроля необходимой нагрузки на долото при бурении горизонтальных и наклонно направленных скважин винтовым забойным двигателем с большими смещениями забоев от устья скважины Бикчурин Т.Н., Студенский М.Н., Вакула А.Я., Замалиев Т.Х., Кашапов С.А..
9. Патент РФ 870682 Устройство для измерения осевой нагрузки на долото Кузнецов В.А., Богданов Н.Ф., Земскова И.С.
10. Патент РФ 141830 Забойный измеритель осевой нагрузки на долото Погарский А.А., Минин А.А., Чефранов К.А.
11. Патент РФ 2444621 Устройство для замера осевой нагрузки на долото Авторы: Кобелева Н.И., Кислун А.А., Комиссаров А.В., Яцковский А.Е., Баканов Ю.И., Гераськин В.Г., Климов В.В., Шабров С.Н.
12. Патент РФ 1182156 Забойный датчик осевой нагрузки на долото Кобелева Н.И., Кислун А.А., Комиссаров А.В., Яцковский А.Е., Баканов Ю.И., Гераськин В.Г., Климов В.В., Шабров С.Н.
13. Патент РФ 717299 Способ контроля осевой нагрузки на долото по КПД бурения
14. Заявка на патент РФ 2012101679/03, 18.06.2010 Устройство и способ определения скорректированной осевой нагрузки на долото., Авторы: Тринх Ту Тиен, Салливан Эрик.
15. Заявка на патент РФ 2001118488/03, 04.07.2001 Устройство контроля осевой нагрузки на долото , Авторы: Григашкин Г.А., Варламов С.Е..
16. Заявка на патент РФ 94018056/03, 17.05.1994 Устройство контроля осевой нагрузки на долото , Авторы: Басович В.С., Варламов С.Е.
17. Заявка на патент РФ 2004120152/22, 05.07.2004 Устройство для независимого измерения крутящего момента и осевой нагрузки, Авторы: Евстафьев Н.Н., Анисимов К.С.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ КУСТОВОГО БУРЕНИЯ ТЕПЛОЭФФЕКТИВНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ НУЖД ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 6 КОРПУСА ТПУ

П.В. Куликов

Научный руководитель; доцент В.С. Купреков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование теплоэффективных верхних слоев земли получили в настоящее время достаточно широкое распространение в целом ряде скандинавских стран и западной Европы (Норвегии, Швейцарии, Финляндии, Нидерландов, Германии).

В числе экологически чистых возобновляемых источников энергии доля геотермальной составляющей колеблется от 5 до 5.5%. (Ушаков В.Я.)

Учитывая особенности климата западной Сибири (г. Томска) и актуальность вопросов энергосбережения ФЗ №261 рассматриваемые технологии сбора низкотемпературного тепла и преобразования его до уровня достаточного для отопления могут представлять интерес и найти применения в большом числе регионов в том числе за пределами западной Сибири.(5)

По данным (1) температурный градиент в Томске и томской области находится в пределах $K = 3.6 \text{ c}^{\circ}\lambda\text{m}$, что существенно превосходит данные соседних регионов поэтому именно тепловые скважины представляю наибольший интерес особенно в условиях плотной застройки и функционирующей инфраструктуре города.

Рассматривая место расположение корпуса №6 ТПУ смотрите рис 1 можно сделать предположение что наиболее удачное расположение скважины это точка (А) .

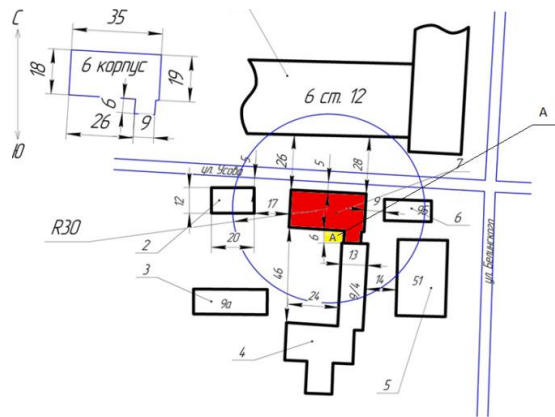


Рис. 1. Ситуационный план

Однако проведенные расчеты по уточнённой тепловой нагрузке показали, что в данном случае потребуются пробурить скважину глубиной около 1500 метров или 10 по 150 метров. Необходимости в такой скважине нет поскольку с глубины $L = 20$ м влияния сезонных колебаний прекращается (Рис 2) и можно ограничиться несколькими неглубокими скважинами глубиной 30-60 метров. Минимальное поперечное сечение скважин определяется из уравнения теплового баланса при превышении тепловой нагрузки объекта (6). Технические требования для увеличения поперечного сечения скважины для тепловых зондов устанавливаемых ограничениями теплообмена на границе скважина-грунт.

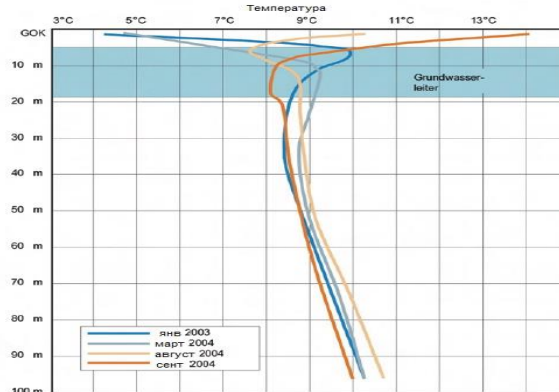


Рис 2 Изменение температуры с грунта в зависимости от глубины

Ситуация существенно осложняется поскольку даже гипотетически пробурить 15 скважин по периметру корпуса просто невозможно.

Известны варианты проходки многоствольных скважин однако, анализируя учебную скважину корпуса №6, можно сделать выводы о сложностях реализации многоствольного бурения из за не устойчивых верхних слоев сложенных в основном песчаниками и суглинками. В связи с этим в рассматриваемом случае наиболее целесообразно использовать кустовое бурение направленных скважин, для реализации такого решения бурения требуется небольшой участок и участка А будет более чем достаточно. Приближённая схема расположений и направлений скважин рис. 3.

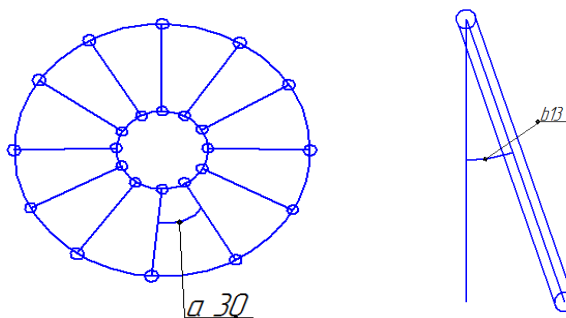


Рис. 3. Схема расположения и направления скважин

При условии, что расстояние между забоями скважин должна быть не менее 5 метров. По данным «ООО ЭкоТерм» это необходимо для исключения влияния скважин друг на друга, так как теплоотбор приводит к снижению температуры в призабойной зоне скважин.

При анализе условий теплопередачи грунт-скважина, положено предположение осесимметричного расположения теплообменника в скважине. Наиболее отработанный метод оценки теплосъема реализуется путем расчета термического сопротивления.

Таблица 1

Результаты расчетов

$$\left\{ \begin{aligned} a_l &= \frac{\pi(t_1 - t_2)}{\frac{1}{2\lambda_1} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\lambda_2} \ln \frac{d_3}{d_2}} \\ a_l &= \frac{\pi(t_1 - t_2)}{\frac{1}{2\lambda_1} \ln \frac{d_2}{d_1}} \end{aligned} \right.$$

	λ_2 Вт/м*С ⁰	d_3 М
Глинистый грунт	1,1	1,6
Песчаный Грунт	2,3	3,4
Суглинок с массовой долей 42%	1,5	2,22

где a_l - линейная плотность теплового потока(Вт/С⁰), t_1 - температура скважины(С⁰), t_2 - температура наружной поверхности изоляции(С⁰), t_3 - температура грунта(С⁰), λ_1 -коэффициент теплопроводности изоляции(Вт/м*С⁰), λ_2 -коэффициент теплопроводности грунта(Вт/м*С⁰), d_1 - диаметр скважины(м), d_2 - диаметр изоляции(м), d_3 - удвоенное расстояние от центра скважины до точки, в которой тепловой поток от скважины не влияет на температуру грунта(м).

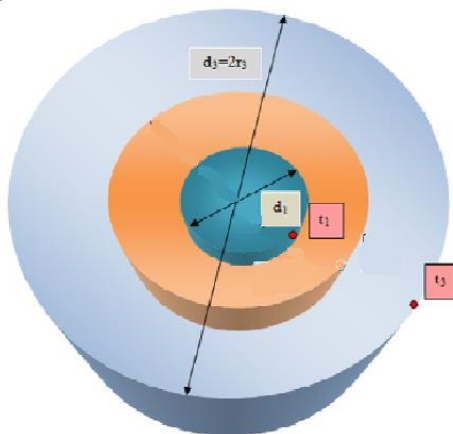


Рис. 4. Схема теплопередачи грунт скважина

Сравнение результатов проведенных расчетов с практическими данными «ООО ЭкоТерм» плохо согласуются. Ситуация может быть обоснована не достаточно корректным выбором коэффициентом теплопередачи грунтов использованных при расчете.

Литература

1. Брылин В.И. Бурение скважин специального назначения: учебное пособие. – Томск издательство ТПУ 2006.- 255 с.
2. Пат. 2292000 Российской Федерации. Устройство для энергообеспечения помещений использованием низкопотенциальных энергоносителей / Калинин М.И., Кудрявцев Е.П.; опубли. 2007; БИ №2.
3. Федеральный закон от 23.11.2009 №261-ФЗ (об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ)

ИССЛЕДОВАНИЕ ТРЕНИЯ В АНИЗОТРОПНЫХ ПОРОДАХ

В.С. Лесин, Е.И. Рычков

Научные руководители профессор Ю.Л. Боярко, профессор В.Д. Евсеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трудно назвать более распространённое в повседневной жизни явление, чем трение. Оно сопровождает любые относительные перемещения физических тел и накладывает отпечаток на характер этих перемещений.

Анализ технической литературы позволяет сделать вывод о том, что многовековые исследования трения относятся к проблемам его снижения и уменьшения износа машин и механизмов. В горном деле, исследователями в области которого являются авторы данной работы, трение рассматривается почти всегда применительно к разрушению горной породы в аспекте уменьшения энергоёмкости при разрушении породы на

забое, а также своего влияния и влияния связанных с ним показателей, на процесс воздействия инструментом на горную породу. При этом вопросу трения «порода-порода», которое, несомненно, имеет место в процессе разрушения горной породы на забое бурящейся скважины, в настоящее время не уделяется должного внимания. Интерес авторов работы лежит в направлении выявления влияния анизотропии горных пород на трение.

Трение – явление, при котором возникает сила сопротивления относительно перемещению тел (вектор этой силы располагается в плоскости касания указанных тел) [2]. При разрушении горной породы имеет место трение скольжения – явление, при котором одни и те же точки одного тела последовательно приходят в соприкосновение с различными точками другого тела.

В контексте данной работы для выявления влияния анизотропии горной породы на трение рассматривается случай сухого, т.е. в отсутствии смазки и загрязнений между поверхностями, трения.

Вопрос трения между сухими поверхностями, находящимися в контакте, впервые подробно был исследован Кулоном, опубликовавшим в 1781 г. результаты многих опытов, которые могут быть сведены к следующим законам трения [3]:

- максимальная величина трения не зависит от размеров трущихся поверхностей;
- максимальная величина трения прямо пропорциональна нормальной силе;
- при малых скоростях скольжения максимальная величина трения практически не зависит от скорости.

В инженерных расчётах пользуются следующей зависимостью при определении силы сухого трения:

$$F \leq f \text{ mod } P_{21}^n, \quad (1)$$

где F – сила трения; P_{21}^n – нормальная сила, прижимающая образец горной породы 2 к образцу 1; f – коэффициент трения (рис.1) [2].

Угол трения – угол φ отклонения равнодействующей силы реакции от нормали. Конус трения – геометрическое место возможных положений вектора равнодействующей сил реакции [2].

Угол трения φ и коэффициент трения f связаны соотношением:

$$\text{tg } \varphi = f. \quad (2)$$

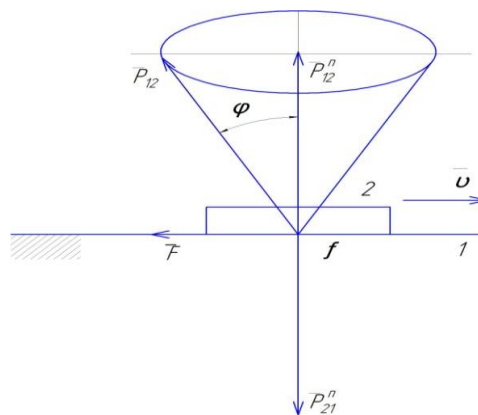


Рис. 1. Конус трения

Величины коэффициента трения не только весьма различны для различных комбинаций трущихся материалов, но и в значительной степени зависят от состояния трущихся поверхностей (степень шероховатости, чистые или смазанные поверхности, длительность предварительного неподвижного контакта и т.д.) [3]. В данной работе устанавливается влияние анизотропии горной породы на величину коэффициента трения, а следовательно, ставится вопрос о преобразовании классического конуса трения в конусоид в случае анизотропии взаимодействующих горных пород.

Для выявления влияния анизотропии горных пород на величину коэффициента трения представляется целесообразным из образцов горных пород со следами отдельности (слоистость, сланцеватость) изготовить образцы для исследования кубической формы. Образцы необходимо вырезать таким образом, чтобы плоскость отдельности совпадала с одной из граней куба. При этом перпендикулярные грани будут являться плоскостями анизотропии. Определяя на гранях образца силу трения при движении по нему другого плоского образца, можно в дальнейшем с применением математического аппарата определить коэффициент трения, проявляющийся на гранях вдоль и поперёк слоистости и сланцеватости.

Для определения на образцах силы трения был сконструирован трибометр, схема которого представлена на рис. 2.

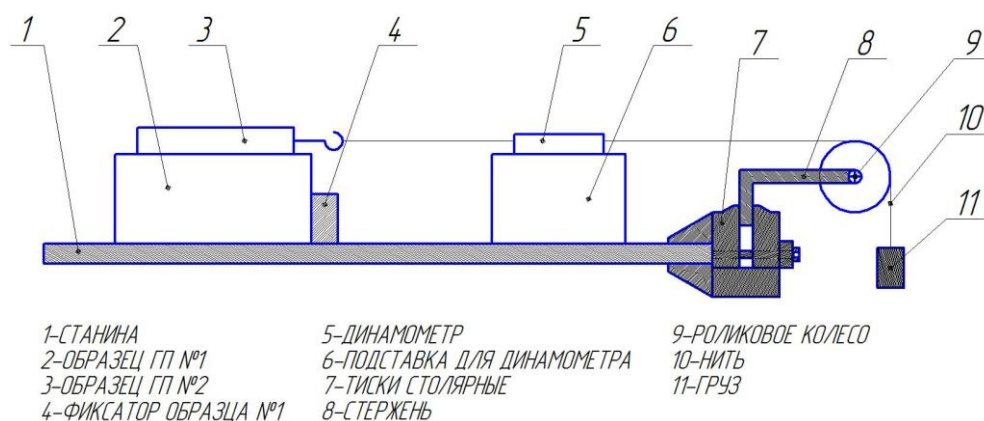


Рис.2. Схема трибометра

Для исследования в качестве образца горной породы №2 (ползун) был взят ракушечник. Его размер, обусловленный ограничениями шкалы динамометра, составил 6×6×2 см. Параметры ползуна из ракушечника: масса 0,096 кг, площадь поверхности 0,000245 м². Образец горной породы №1 был изготовлен из ракушечника, алевролита, аргиллита, песчаника и гранита. Размером образца №2 10×10×10 см.

Ползун, соединенный жесткой нитью с динамометром, который, в свою очередь, соединен через систему роликового колеса с грузом, помещался на исследуемый образец горной породы. Под действием постепенного увеличения массы груза ползун страгивался с исследуемого образца. Значение величины статического трения в момент страгивания ползуна фиксировалось визуально по шкале динамометра. При помощи аппарата математической статистики было установлено необходимое количество измерений в каждом из направлений, равное 15. Измерения проводились в двух направлениях. Результаты измерений сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Влияние анизотропии горных пород на коэффициент трения скольжения

	Гранит 	Гранит ⊥	Алевролит 	Алевролит ⊥	Ракушечник 	Ракушечник ⊥	Аргиллит 	Аргиллит ⊥	Песчаник 	Песчаник ⊥
Среднее значение коэф. трения	0,761	0,878	0,919	0,942	0,894	0,966	0,868	0,945	0,697	0,793
Показатель анизотропии	1,15		1,02		1,08		1,09		1,14	

Согласно положениям математической статистики, можно утверждать, что расхождение полученных экспериментальным путём средних значений коэффициента трения значимо. Следовательно, анизотропия в горной породе существенно влияет на трение. При этом классический конус трения с окружностью в основании преобразуется в конусоид с эллиптическим основанием.

Литература

1. Дерягин Б.В. Что такое трение? Издание 2-е, перераб и доп. М.: Изд-во Академии наук СССР. – 228 с.
2. Краткий физико-технический справочник. Под общей редакцией Яковлева К.П. Том 2. М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1960. – 411 с.
3. Тимошенко С., Юнг Д. Инженерная механика. М.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1960. – 500 с.

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ УПЛОТНИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА ГЕРМЕТИЗАТОРА
УСТЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ

А.В. Мацко

Научный руководитель профессор В.Г. Копченков

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Одной из основных целей нефтегазодобывающих компаний сегодня является более полное извлечение углеводородного сырья и снижение себестоимости этого процесса. Классические технологии и оборудование, позволяющие решать данную проблему, имеют пределы эффективности, и эти пределы уже достигнуты для большинства месторождений России. В настоящее время во всем мире при бурении, заканчивании, эксплуатации

и ремонте скважин все большую популярность приобретает использование непрерывных колонн гибких труб. Это объясняется их высокой технологичностью и экономической эффективностью.

Приоритет в области конструирования, изготовления и промышленной эксплуатации установок с колонной гибких труб принадлежит фирмам США и Канады. В настоящее время в мире эксплуатируется более 600 установок, причем их число все время возрастает. [1] В нашей стране их количество не превышает 100. Очевидно, что Россия заметно отстает во внедрении современного эффективного оборудования и технологий применяемых работ. И одной из основных целей данного доклада является показать преимущество этих установок для дальнейшего расширения их использования.

Особенность гибких труб – их можно безопасно применять на герметизированном устье скважины, т.е. без ее глушения. Это позволяет исключить большинство факторов негативного воздействия на пласт и скважину, плавно и поинтервально обрабатывать действующие скважины фактически любой конструкции и профиля, а также автоматизировать технологический процесс.

Изоляция внутренней полости скважины и колонны лифтовых труб от внешней среды осуществляется с помощью герметизатора. Самым важным требованием является надежная работа уплотнительного элемента, обеспечивающего определенную степень герметичности (быстро убывающую во времени) в ходе прямого и обратного движения колонны гибких труб. Существующие конструкции зарубежных и отечественных герметизаторов весьма разнообразны. В них использован принцип поджатия уплотнительного элемента полым штоком. Поджатие контактного уплотнения и, соответственно, герметичность на уплотняемых поверхностях осуществляется путем периодического увеличения давления рабочей жидкости гидропривода. При этом образуется неравномерное распределение напряжений внутри массива эластичного уплотнителя и, соответственно контактного давления. Это приводит к появлению переменной интенсивности износа по длине пакерующего элемента (Рис. 1) и, как следствие, к целому ряду нежелательных последствий, одними из которых являются: преждевременный износ уплотнения, затраты на проведение работ по его замене, загрязнение окружающей среды и т.д.

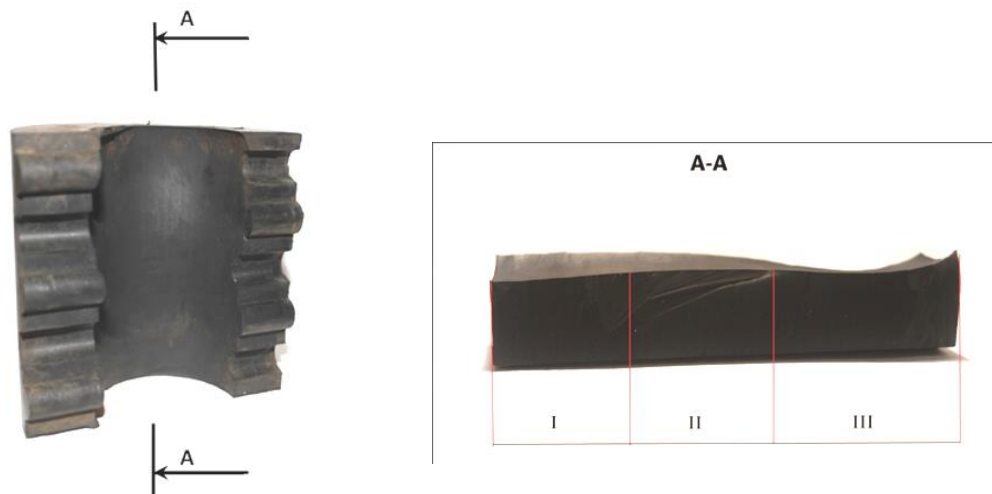


Рис.1 Характерные зоны износа уплотнителя отработанного колтюбинговой установкой М-10

Интенсивные зоны износа заметны у краев уплотнительного элемента (Рис 1), на входе и, более выраженный износ, на выходе трубы из герметизатора при спуске. Износ можно показать в виде графика (Рис.2), на котором выделены 3 характерные области.

На Ямбургском месторождении, где осуществляются ремонтно-восстановительные работы с помощью гибких труб компанией ООО «Газпром подземремонт Уренгой» вопрос низкой долговечности уплотнительного элемента стоит очень остро. Уплотнительный элемент, выполненный из маслбензостойкой резины, эксплуатирующийся при положительных температурах (7-20°С) в среднем сохраняет работоспособность в течение 1-2 спускоподъемных операций. Поверхность трения нескольких изношенных образцов была изучена под микроскопом, после чего был определен вид износа. Время необходимое на замену уплотнительного элемента 1 ч 10 минут. Замена уплотнительного элемента требует подъема гибкой трубы из скважины и демонтажа инжектора. При отрицательных температурах (до -45°С) используется уплотнительный элемент выполненный из полиуретана, но картина быстрой потери долговечности остается прежней.

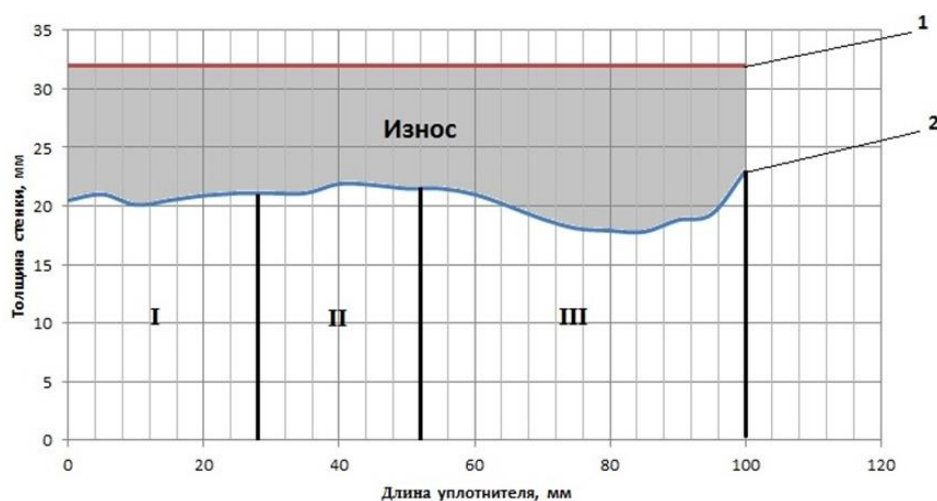


Рис. 2. Величина износа по длине уплотнителя
 1 – исходный размер уплотнителя; 2 – изношенный профиль уплотнителя

На Ставропольском подземном хранилище газа при выполнении ремонта скважин филиал ООО «Газпром ПХГ» «СУАВР и КРС» так же применяет колтюбинговые установки. Здесь используются герметизаторы обладающие большим сроком службы. Верхняя часть уплотнительного элемента выполнена из полиуретана, а нижняя из резины. Эти уплотнительные элементы выдерживают до 80 спускоподъемных операций. Замена уплотнительного элемента не требует демонтажа инжектора и поднятия трубы из скважины. На корпусе герметизатора имеется «окно» через которое осуществляется замена уплотнителя.

На долговечность уплотнителя значительное влияние оказывают многочисленные эксплуатационные факторы и параметры; скорость относительного перемещения КГТ в узле уплотнения, частота циклов изменения действующей на узел уплотнения нагрузки (давления), соотношение между давлением среды на устье скважины и контактным давлением в уплотнителе, состав и свойства продукции находящейся в скважине, величина газового фактора, наличие механических примесей, воды, элементов вызывающих коррозию оборудования и т.д.

Дальнейшее совершенствование герметизации устья колтюбинговой установки требует дополнительных теоретических и практических исследований работы соответствующего оборудования, улучшения его конструкции и режимных параметров. Планируется проведение анализа напряженно-деформированного состояния методом конечных элементов; экспериментальное подтверждение методом фотоупругости; разработка математической модели изнашивания пары металл-эластомер; подбор материала для уплотнительного элемента; подбор формы, размеров поршня и гидроцилиндров. Так же предлагается установка скребков не только перед уплотнителем на входе в скважину, но и на выходе необходимых для смазки и очистки трубы для уменьшения износа. Проведение исследований, связанных с повышением эффективности герметизации устья и разработкой необходимого для этого оборудования, является актуальным и имеет важное научное и практическое значение.

Литература

1. Третьяк А.Я., Сердюк Н.И., Кравченко А.Е. Технологии применения колтюбинга: Учеб. пособие. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2011. – 368 с.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С КОНТРОЛЕМ ПОГЛОЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ

Д.Н. Мезенцев¹

Научный руководитель: профессор Н.Г. Квеско²

¹Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

²Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В работе представлены результаты лабораторных исследований изменения проницаемости образцов терригенного керна в результате воздействия блокирующих составов. Актуальность работы обусловлена необходимостью минимизации негативного эффекта снижения проницаемости пласта после обработки блокирующим составом. Для решения этой задачи выполнен лабораторный анализ технологий с использованием образцов керна объекта разработки и выбора рецептур с минимальным влиянием на проницаемость пласта. На примере нескольких известных составов в работе показана возможность экспериментальной оценки

коэффициента восстановления проницаемости после воздействия жидкостью глушения. Работа выполнена в лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть».

Объект исследования Лабораторные исследования проводили на образцах керна с характерными значениями пористости (16...28 %) и проницаемости по газу ($500...800 \cdot 10^{-3}$ мкм²) продуктивного верхнеюрского терригенного пласта одного из нефтяных месторождений Томской области. Для исследований предложены составы российских и зарубежных производителей «БСГ-галит» (ООО «Геос»), «FloThru» («MI - SWACO») и «ОЭГС» (ООО «ГеоТехСервис»), планируемые к применению на нефтяных месторождениях (табл.). В состав растворов входят комплекс полимеров, соли, гидрофобизаторы, антифильтрационный наполнитель и др. Также необходимо отметить, что составы «БСГ-галит» и «FloThru» тестировались с добавкой в состав твердых частиц.

Методика проведения эксперимента Моделирование процессов глушения и восстановления притока нефти проводилось на специальной установке, моделирующей пластовые условия. В кернодержатель установкой загружалась колонка из 3 образцов керна с остаточной водонасыщенностью. Фильтровали керосин для вытеснения воздуха и повышали до пластовых значений температуру и давление [1]. Начальная нефтенасыщенность создавалась фильтрацией модели нефти через образцы керна. [2]. По завершении формирования начальных условий насыщенности модель пласта выдерживалась в течение 16–24 часов. После выдержки определялась проницаемость K_0^i колонки керна по нефти при фильтрации в прямом направлении при перепаде 0,1 МПа [1].

Фильтрация блокирующего состава осуществлялась в обратном (относительно движения нефти) направлении при перепаде давления не более 3 МПа. В данном режиме модель выдерживалась в течение 72 часов. По истечении заданного времени на колонке керна определялась проницаемость K_1^i по нефти при фильтрации в прямом направлении при перепаде 0,1 МПа. Коэффициент восстановления проницаемости β_i рассчитывается по формуле:

$$\beta_i = \frac{K_1^i}{K_0^i}$$

где – β_i коэффициент изменения проницаемости при перепаде давлений ΔP_i ; K_0^i , K_1^i – проницаемость для нефти до и после воздействия блокирующего состава, мкм².

Таблица

Результаты экспериментов по изменению проницаемости образцов керна при воздействии блокирующего раствора

№ эксперимента	Блокирующий состав	Депрессия, МПа	$K_{пр}$ по нефти до воздействия, 10^{-3} мкм ²	$K_{пр}$ по нефти после воздействия, 10^{-3} мкм ²	β_i коэффициент восстановления
1	БСГ-галит без тв. фазы (фильтрат)	0,1	75,67	11,95	0,16
2	БСГ-галит с тв. фазой	0,1	232,86	40,26	0,17
3	FloThru без ГРП	0,1	262,00	82,31	0,31
4	FloThru с ГРП	0,1	152,06	91,43	0,60
5	ОЭГС	0,1	248,63	54,58	0,22
	Вода сеноманского горизонта	0,1	19,68	4,33	0,22

Результаты экспериментов При моделировании процесса глушения блокирующими составами на колонке образцов керна удалось добиться значительного снижения проницаемости или полной остановки фильтрации. При исследовании блокирующих составов «FloThru» и «ОЭГС» достигнута полная остановка фильтрации в поровом пространстве. При глушении составом «FloThru» были получены коэффициенты восстановления проницаемости 0,31 и 0,60 д.ед. (табл.). При фильтрации состава «БСГ-галит» были получены практически одинаковые низкие коэффициенты восстановления проницаемости без остановки фильтрации, независимо от наличия/отсутствия твердых частиц (рис.). Также низкое значение коэффициента восстановления проницаемости было получено при глушении составом «ОЭГС».

Основной причиной низких значений коэффициента проницаемости является глубокое проникновение блокирующего состава в поровое пространство и низкая эффективность его вытеснения нефтью при ее повторной фильтрации в прямом направлении. Стоит отметить, что по результатам ранее выполненной работы коэффициент восстановления проницаемости после глушения водой сеноманского горизонта составил 0,22 д.ед.

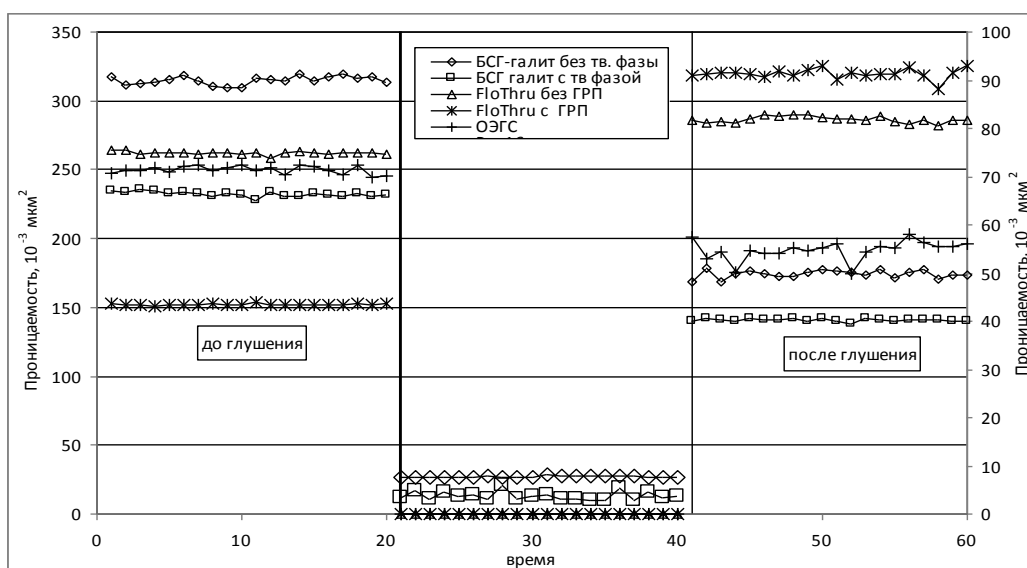


Рис. Динамика коэффициента проницаемости по нефти при глушении блокирующими растворами

Выводы Применяемые жидкости глушения позиционируются производителями в качестве универсальных, применимых для различных объектов. В тоже время разнообразие состава и свойств коллектора и набора пластовых флюидов – как было показано в данной работе – делают необходимым оценку эффективности блокирующих составов применительно к конкретным геологическим условиям объектов разработки. В работе предложен способ экспериментального отбора наиболее эффективных блокирующих составов в условиях конкретного месторождения.

При проведении фильтрационных исследований оценена способность блокирующих составов к остановке фильтрации и образованию непроницаемой корки на образцах керна. Сравнительный анализ коэффициентов восстановления проницаемости после воздействия блокирующих составов показал, что наибольшей эффективностью ($\beta_i=0,6$ д.ед.) среди рассмотренных составов обладает «FloThru» (производства «MI-Swaco»), который и рекомендован к применению на месторождении.

Литература

1. Единая отраслевая методика по определению в лабораторных условиях параметров, характеризующих коллекторские свойства пласта РД 39–0147710–218–86. – Москва, 1986. – 110 с.
2. Рябконов С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг» 2002, – 274 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПОЛУЧЕНИЕМ БАКТЕРИАЛЬНЫХ УДОБРЕНИЙ ДЛЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

А.С. Мишунина

Научный руководитель: доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Постоянное увеличение требований общественности к экологической безопасности процессов бурения скважин и добычи природных ресурсов связано со значительными нагрузками различных химических реагентов при добыче нефти разной степени химической опасности на биоценозы. Наибольший объем отходов процессов бурения представляют буровые растворы – сложные многокомпонентные дисперсные системы суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения [2], [6].

Существует множество способов утилизации буровых отходов: захоронение в шламовых амбарах, сжигание на установках термического обезвреживания, переработка на шламонакопителях буровых шламов. Однако существующие методы обладают рядом существенных недостатков и негативное влияние на окружающую среду. Одним из наиболее перспективных способов утилизации отработанных и очищенных от вредных примесей буровых растворов является использование их в качестве удобрений.

Бактериальные удобрения пока мало применимы и изучены, представляют собой препараты, относящиеся к микробиологическим инокулянтам, способствующие улучшению питания растений. Питательных веществ они не содержат; препараты, в которых содержатся полезные для сельскохозяйственных растений почвенные микроорганизмы. При внесении этих удобрений в почву усиливаются биохимические процессы и улучшается корневое питание растений [5].

Впервые ризосферный эффект, был описан Хильтером в 1904 году, суть этого явления заключалось в том, что концентрация бактерий в прикорневой части в тысячи раз превышает концентрацию бактерий в основной массе почвы.

Бактерии рода *Pseudomonas* - одна из наиболее изученных групп бактерий-антагонистов почвенных фитопатогенов. К настоящему времени выделено множество штаммов ризосферных псевдомонад, подавляющих или замедляющих рост и развитие фитопатогенных грибов и бактерий.

У ризосферных псевдомонад наиболее хорошо изучена способность к синтезу индолил-3-уксусной кислоты (ИУК), которая, как известно, стимулирует развитие корневой системы растений, а также бактерии рода *Pseudomonas* могут продуцировать и другие регуляторы роста растений, как, например, гибберелинподобные вещества. Растворяют фосфорные соединения, что можно использовать для улучшения фосфорного питания растений [4].

На базе Томского политехнического университета, кафедры бурения, и Томского государственного университета, кафедры сельскохозяйственной биотехнологии были проведены ряд экспериментов.

Бактерии *Pseudomonas* В-6798 были получены в лаборатории биокинетики и биотехнологии НИИ ББ методами направленной автоселекции и скрининга на устойчивость к большим дозам формальдегида из активного ила очистных сооружений Томского нефтехимического комбината (ТНХК).

В экспериментах использовались два типа буровых растворов: на полимерной основе и на глинистой основе.

Глинистый раствор на базе ТПУ был получен смешением водного раствора тонкодисперсной бентонитовой глины и стабилизированной раствором соды (Na_2CO_3). А полимерный буровой раствор из смеси синтетического сополимера акрилонитрила и акриловой кислоты («Сайпан»), модифицированного биологического полимера на крахмальной основе («Дувиз») и солей BaSO_4 и KCl .

Для определения численности жизнеспособных клеток в различных естественных субстратах и лабораторных условиях использован метод Коха, который включает в себя три этапа: приготовление разведений, посев на плотную среду в чашки Петри и подсчет выросших колоний.

Глинистые буровые растворы с введенными синтетическими или биологическими стабилизирующими полимерами представляют собой псевдопластичные системы, образующие в водной среде гелиевые структуры, сохраняющие нерастворимые фракции в стабильном, подвешенном состоянии. В данном контексте они могут способствовать поддержанию жизнеспособности бактериальных клеток и увеличению сроков годности биологических препаратов.

Для выявления влияния буровых растворов на рост и развитие пшеницы нами была проведена серия модельных экспериментов, в ходе которых семена пшеницы сорта Тулунская-12 высевались в сосуды с почвенным грунтом, содержащим 10 % бурового раствора.

Контролем служили сосуды без добавления буровых растворов. Выборка семян на вариант эксперимента составляла 30 шт. Грунты в сосудах увлажнялись равным объемом водопроводной воды. Растения выращивались в условиях оконной культуры.

Предварительно проведенные исследования показали, что глинистые и полимерные буровые растворы изначально содержат достаточно высокое количество сопутствующей микрофлоры, представленной бактериями.

Для изучения влияния буровых растворов на бактерии *Pseudomonas* В-6798 был поставлен эксперимент в ходе которого предварительно выращенные на среде до достижения титра $6,0 \cdot 10^9$ клеток/мл бактерии помещались в пробирки с буровыми растворами (50:50) и оставлялись на хранение при низких положительных температурах (+2+4 °C), и даже в этом варианте бактерии *Pseudomonas* sp. В-6798 продолжали увеличивать свою численность (с $6,0 \cdot 10^9$ до $1,9 \cdot 10^{10}$ клеток/мл в контрольном варианте).

В варианте с добавлением в субстрат глинистого полимера даже наблюдается тенденция к увеличению длины растений (на 3 % выше контрольных значений). Аналогичным образом наблюдалась и тенденция к увеличению сырой биомассы растений – на 5 % по отношению к растениям, выращенным на грунте без добавления буровых растворов. Количество корней существенно увеличивалось в пробных образцах. Экспериментальные данные, показывают, что наибольшее количество корней отмечено в варианте с добавлением в почвенный субстрат глинистого бурового раствора. В этом варианте отмечено статистически значимое увеличение корней в варианте с глинистым буровым раствором (на 40 %) по сравнению с контрольными растениями.

Таким образом, внедрение новой технологии утилизации является актуальной задачей, имеет взаимовыгодное сотрудничество для сельскохозяйственной и нефтегазовой отрасли.

Положительные результаты по внесению отработанных буровых растворов в почву получены в США и Канаде. Аналогичные работы выполнены ВНИИКР Нефтью с Кубанским сельхоз институтом, где исследована пригодность отработанных буровых растворов, содержащих гуматные реагенты, в качестве ингредиентов или основы химических мелиорантов для облагораживания солонцовых, песчаных и супесчаных почв [1]. Добавка к таким растворам фосфогипса-дегидрата (отхода химической промышленности) превращает их в эффективный мелиорант, содержащий структурообразующий коллоидный комплекс с рациональным количеством питательных для почв компонентов (гуматов, калия, кальция, разлагающейся органики, носителем которых служит отработанный буровой раствор, а также фосфора и некоторых микроэлементов, приносимых фосфогипсом-дегидратом) [3].

Если говорить об экономической эффективности, то внедрение технологии утилизации жидких отходов бурения нефтяных и газовых скважин с получением бактериальных удобрений для сельского хозяйства позволит сократить затраты на утилизацию отходов нефтедобывающих предприятий в десятки раз.

Литература

1. Быков И.Ю. Техника экологической защиты Крайнего Севера при строительстве скважин. – Л.: Издательство Ленинградского университета, 1991. – 240 с
2. Игонин Е.И., Ганеев И.Г., Мадыкин В.Ф., Мадыкин Ф.П. Технология детоксикации нефтезагрязненных почв и утилизации буровых растворов / Материалы научной конференции «Промышленная экология и безопасность», Казань, 6–7 сентября 2006 г. – С.28-29.
3. Король В.В., Позднышев Г.Н., Манырин В.Н. Утилизация отходов бурения скважин / Экология и промышленность России. – №1. –20
4. Мордухова Е.А., Кочетков В.В., Поликарпова Ф.Я., Боронин А.М. синтез индолил-3-уксусной кислоты ризосферными псевдомонадами. Влияние плазмид биodeградации нафталина // Прикл.биохимия и микробиология.1998. Т.34, №3. С.287-292
5. Федоров М.В. Биологическая фиксация азота атмосферы.— Москва, 195205. – С. 40–42.
6. Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов / Нефтегазовое дело. – 2006. – 17 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА БАЗЕ НОВЫХ ЭМУЛЬГАТОРОВ К.М. Минаев¹, Д.И. Новосельцев¹, А.А. Байбулатов¹, В.А. Яновский², М.О. Андропов²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

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

Традиционно используемые буровые растворы малоприспособлены для бурения и вскрытия продуктивного пласта в условиях усложнения профиля скважины, бурения горизонтальных скважин, строительства многоствольных и многозабойных скважин, в том числе в шельфовых зонах. Обеспечить нужное качество бурения и вскрытия можно с помощью эмульсионных буровых растворов, обладающих, однако, рядом хорошо известных недостатков, среди которых: высокая экологическая агрессия, неустойчивость к загрязнению пластовыми водами и большим количеством гидрофильной твердой фазы, загущение при потере части дисперсной среды при фильтрации, изначально более высокая вязкость по сравнению с растворами на водной основе [1]. Поэтому разработка эмульсионных буровых растворов, лишенных указанных недостатков, является актуальной задачей.

Данная работа посвящена изучению свойств инвертных буровых растворов, получаемых с помощью новых эмульгаторов, оценке их перспективности.

В СФТИ ТГУ были синтезированы ряд эмульгаторов–производных кислот таллового масла и этаноламинов. Эмульгаторы представляют собой сложные смеси амидов и сложных эфиров жирных и смоляных кислот и соответствующих этаноламинов. В отличие от промышленных методов синтеза этаноламидов было использовано амидирование жирных кислот этаноламинами в условиях азеотропной отгонки воды и в присутствии кислотного катализатора [2]. Условно, по содержанию основных компонентов, формулы данных соединений можно представить, как указано на рисунке 1.



Рис.1 Условные формулы эмульгаторов (R - остаток жирной или смоляной кислоты таллового масла)

Ключевым моментом данного исследования является изучение электростабильности и реологических характеристик указанных эмульгаторов и ближайшего промышленного аналога – Эмультала.

Одним из наиболее существенных показателей устойчивости инвертных эмульсионных растворов является электростабильность. Как комплексная характеристика, электростабильность позволяет оперативно оценить агрегативную стабильность эмульсионного бурового раствора, его устойчивость к фазовому обращению [3].

Нами были проведены испытания на электростабильность обратных эмульсий, полученных с использованием эмульгаторов DcM, DcD, DcT промышленного образца Эмультала. В качестве дисперсионной среды использовали дизельное топливо, а дисперсной фазы – дистиллированную воду. Измерения электростабильности проводились сразу же после приготовления эмульсии. Зависимость электростабильности от концентрации эмульгатора представлена на рисунке 2.

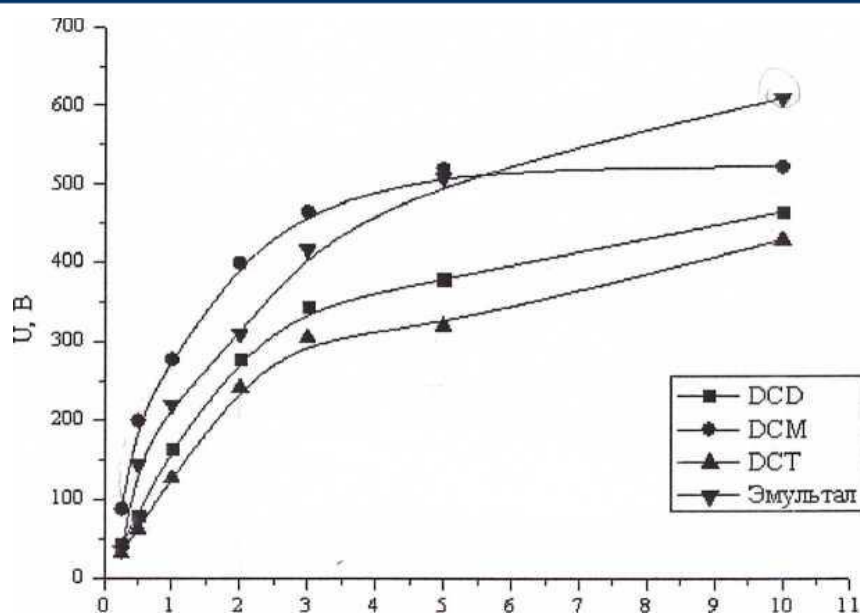


Рис. 2 Зависимость электростабильности обратных эмульсий от концентрации эмульгатора

В ходе эксперимента выявлен резкий рост электростабильности ИЭР при увеличении концентрации эмульгатора вплоть до 3 %. Это говорит о насыщении молекулами эмульгатора границы раздела фаз, в результате чего резко повышается агрегативная стабильность эмульсии. Дальнейшее увеличение концентрации эмульгатора приводит к незначительному росту электростабильности, т.к. межфазная граница полностью заполнена молекулами ПАВ.

Полученные результаты показывают, что в диапазоне стандартных концентраций 2-5 % электростабильность всех исследуемых эмульсий превышает 220 В, что делает их потенциально пригодными для использования в составе ИЭР.

Электростабильность исследуемых эмульгаторов ниже промышленного аналога, за исключением DcM, превосходящего Эмультап на диапазоне концентраций до 5-5,5 %. После увеличения концентрации DcM выше 5 % электростабильность его эмульсий падает, вплоть до полного разрушения эмульсий. При этом наблюдается прямая зависимость падения электростабильности от увеличения концентрации эмульгатора. Например, для 0,5 %-ной концентрации через 24 ч электростабильность снижается в 3,3 раза, для 3-10 %-ных – уже в 6,2-6,3 раз.

Эмульгаторы DcD и DcT, в отличие от эмульгаторов первой группы, характеризуются высокой временной стабильностью. Для них относительное уменьшение электростабильности через 96 ч составляет 1,3-3,6 раз, причем максимальное уменьшение соответствует средним значениям концентраций эмульгатора (1-3 %).

Следует отметить необычный характер зависимости электростабильности эмульсий на основе эмульгаторов второй группы от времени. В диапазоне низких концентраций эмульгатора наблюдается незначительный рост электростабильности эмульсии в первые несколько часов после ее приготовления. Через 24 ч следует описанное выше плавное уменьшение электростабильности, также характерное для средних концентраций. Для высоких концентраций эмульгатора (2-10 %) характерна обратная зависимость: резкое падение электростабильности в первые часы и плавный рост впоследствии.

Такие резкие изменения свойств в первые часы жизни эмульсий объясняются процессами, происходящими в структуре эмульсионных систем, которые заключаются, во-первых, в перераспределении молекул эмульгатора в адсорбционном слое, во-вторых, в перераспределении дисперсной фазы между глобулами, следствием чего является изменение степени полидисперсности эмульсии.

Проведены исследования реологических свойств растворов с различными эмульгаторами. В целом характер изменения вязкости от концентрации эмульгатора мало зависит от свойств эмульгатора. Во всех случаях регистрируется максимум ДНС и СНС, для DcM и DcT при 1 %, а для DcD при 0,5 %. Снижение вязкости и структуры бурового раствора после достижения максимума можно объяснить значительным увеличением углеводородной фазы раствора, вызванной высоким содержанием эмульгатора.

Наибольшее структурообразование вызывает эмульгатор DcM, СНС и ДНС эмульсии почти в 2 раза выше, чем с эмульгаторами DcD и DcT.

Выводы:

Таким образом, в данной работе проведено сравнительное исследование свойств ряда эмульгаторов - производных кислот таллового масла и этаноламинов, полученных в условиях азетропной отгонки воды, и Эмультапа. Исследованы зависимости электростабильности обратных эмульсий от концентраций эмульгатора и их «времени жизни» и реологические свойства эмульсий. Наиболее перспективные результаты показал эмульгатор DcM, как по электростабильности, так и по реологическим свойствам. Данный раствор имеет наименьшую пластическую вязкость, что может обеспечить высокую скорость бурения и очень высокое ДНС,

что позволит эффективно выносить выбуренный шлам на поверхность. Кроме того, для создания проектных значений бурового раствора потребуются меньшие концентрации эмульгатора, что позволит снизить стоимость бурения скважины.

Литература

1. Ильясов С.Е., Попов С.Г., Окромелидзе Г.В., Гаршина О.В., Нацепинская А.М. Эмульсионные буровые растворы – тенденции развития технологии // Территория нефтегаз, № 11, – 2011. С. 14-17.
2. Яновский В.А., Чуркин Р.А., Андропов М.О., Косова Н.И. Синтез и исследование свойств эмульгаторов обратных эмульсий на основе производных кислот дистиллята таллового масла и этаноламинов // Вестн. Том.гос. ун-та. 2013. № 370.
3. Попов С.Г., Нацепинская А.М. Новый тип эмульсионных буровых растворов. Реверсивно-инвертируемый буровой раствор. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 4, – 2012. С. 15-20.

SIMULATION OF DRILLING PROCESS IN OIL & GAS

Sushil Pandey, A.V. Ephikhin

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Introduction

Simulation and process of drilling is the most useful tools for evaluating and testing strategy, and they contain analytically over the years by organizations with the intention of effort in adversity attentiveness and reaction. They are also excellent tools for guidance, for evaluating tools and measures, for decision making drills, for developing team work.

One of the most important aims of drilling process is the least drilling cost. The minimum cost for every drilling period depended upon the excursion time. Generally for any area where the trip time is not given, 1 hour for 1,000 ft is used in calculation of cost per foot of drilling [1].

Cost-per-foot as related to these variables can be determined by the equation [2].

$$\text{Cost per foot} = \frac{\text{Hourly Rig Cost (Trip Time + Drilling Time)} + \text{Bit Cost}}{\text{Footage Drilled}}$$

The example below illustrates how this formula evaluates the performance of two different bits.

Rig Cost = \$400/hour

Trip Time = 1 hr/1000 feet

$$\text{Bit\#15 Cost/ft} = \frac{\$400/\text{hr} \times (7.5\text{hr} + 18.5\text{hr}) + \$950}{264 \text{ feet}} = \$42.99/\text{ft}$$

$$\text{Bit\#16 Cost/ft} = \frac{\$400/\text{hr} \times (8.5\text{hr} + 76\text{hr}) + 3145}{963 \text{ feet}} = \$38.36/\text{ft}$$

The process concerned in drilling well can be best demonstrated by taking into account the succession of drilling as shown in Figure 1. The depths and diameters used in this example are typical of those found in the North Sea but can be found in other countries of the world. The process of drilling well will be considered below. For details [3].

Generally, stratigraphy is the science of describing the vertical and lateral interaction of rocks [4, 5, 6]. These relationships might be based on rock type, called litho stratigraphy, on period, as in chrono stratigraphy, on fossil substance called bio stratigraphy, or on magnetic properties, known as magneto stratigraphy. The types of stratigraphy are based on three basic ideologies - younger layers lie on top of older layers, layers are initially horizontal, and layers continue until they run into a barrier [5].

Modeling of drilling process is superior economic conclusion production consist of obtaining characteristics of rock feature in a structure to be drilled, specifying distinctiveness of at least one drilling rig system; and iteratively simulating the drilling of a well bore in the development. The method and system further produce a profitable assessment factor for each iteration of drilling simulation. Every Model of drilling process is a purpose of the rock line and the characteristics of the at least one the following selected from the group consisting of litho logy, rock strength, and shale plasticity, wherever a personal attribute is consequent from log data and a relevant litho logy model, rock strength model, and shale plasticity model, promote the log data contain at least one of the following group consisting of well logs, mud logs, core data, and bit records; identify personality of at least one drilling rig structure, in which the characteristics of the at least one drilling rig system consist of rig inputs wherein the rig contribution include at least one of the following selected group consisting of: operating constraints, rig expenditure, most weight on bit, top drive torque, table drive torque, top drive least RPM, table drive bare minimum RPM, Modeling of the drilling in the development and turn out an economic assessment aspect for each iteration or drilling simulation [7].

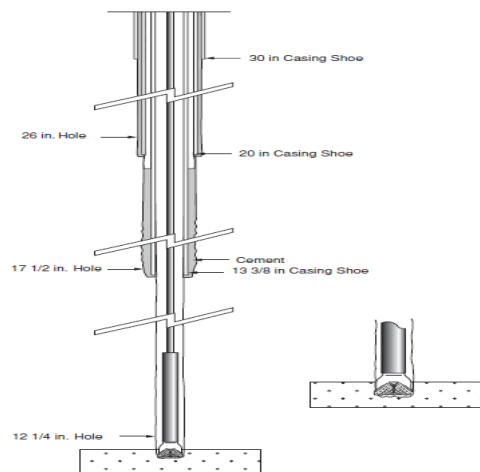


Fig.(a)

Advantages

Modeling of drilling process improves the efficiency and reduces product increase cost and enables early system testing. Furthermore it legalizes systems and sub-systems according to particular requirements during the engineering process.

Modeling of drilling process has a lot of advantages in different field of oil & gas technology in which some Implementation and analysis of the results of the modeling allows to:

- To execute transformation of examined object,
- To find its rational properties or,
- In compliance with last measure,
- Well consider his activities and characteristics;
- To designate area of introduction of model;
- To test the validity of hypotheses,
- Accepted on a step of mathematical statement,
- Put the possibility of simplifying the model in order to increase its effectiveness while maintaining the required accuracy;
- To provide a focus for the upcoming model should be improved.
- Achieve a better appreciative method by increasing a mathematical model of a system of interest, and detect the system's operation in detail over long periods of time.
- Analysis hypothesis about the system for feasibility.
- Develop well designed and vigorous method and condense structure progress time.
- Occupy a method loom to problem solving.
- It requires minimal resources and costs less.

Modeling determines load conditions on the pipeline; they also help engineers design the ILS to handle that specific load. Engineers used ANSYS Mechanical APDL (MAPDL) to analyze a 2-D global model to determine these load conditions. They used ANSYS Workbench to apply these load conditions to the local 3-D solid model of the ILS. We can see some example in figure (b) below [8]:

Inconveniences

Simulation preserve to be a time overwhelming and composite implement, during modeling impose the involvement of occupant experts and decision makers in the entire process. Generally, on every occasion of drilling process necessitate to model and analyze unpredictability in a system, it's the implement of choice. Following checklist of consequence [9]:

- Unclear objective;
- Using simulation when an analytic solution is apposite;
- Simulation is too multifaceted or effortless;
- Using the erroneous effort probability allocation;
- Using standard statistical formulas that assume
- Sovereignty in simulation output analysis;
- Assembly one simulation scuttles for a model;
- Meager plan and resources.

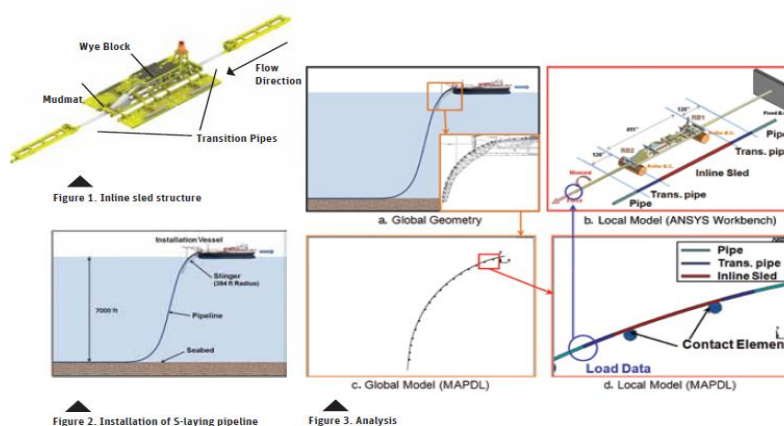


Fig. (b)

Conclusion

The principle of this study is expansion of simulation in drilling process. According to the drilling process, appropriate development was strained up. The simulation provide you an idea about the same operation as the drilling process and presents the more comprehensive information on the utility of equipments and their correlation. People can get the excellent understanding of the drilling process and the interrelated equipments. The 3D model and information model was made using the object oriented method. This method enables to add the new items and to easily expand.

The simulation preserve for the education and the research for the improvement of drilling technology. The simulation will be more effective than model or pictures for instruction. And for improved considerate of drilling process and equipments make the advance of equipments and drilling process achievable.

References

1. Omid Safaee Ardekani • Seyed Reza Shadizadeh "Development of drilling trip time model for southern Iranian oil fields: using artificial neural networks and multiple linear regression approaches" J Petrol Explor Prod Technol (2013) 3:287–295, DOI 10.1007/s13202-013-0065-y
2. Drilling Engineering Workbook by Rev. B December 1995 "Baker Hughes INTEQ Training & Development 2520 W.W. Thorne Houston, TX 77073 United States of America"
3. Drilling engineering by "Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University"
4. R.M. Mitchum, P.R. Vail, and J.B. Sangree (1977) "Seismic stratigraphy: applications to hydrocarbon exploration. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, AAPG Memoir." part 6-7.
5. J. Neal, D. Risch, and P. Vail (1993) "Sequence stratigraphy - A global theory for local success. Oilfield Review, 51–62, January 1993."
6. R.M. Schoch (1989) "Stratigraphy: Principles and Methods. Van Nostrand Reinhold, New York."
7. "Drilling Simulation Process for Enhanced Economic Decision Making" by William W. King (Houston, TX, US), (2009)
8. Energy companies use ANSYS software to design equipment and develop new technologies across the entire oil and gas supply chain. By Ahmad H. Haidari, Global Industry Director Energy and Process Industries, ANSYS, Inc. (2012) special issue: Oil & Gas.
9. "Introduction to Modeling and Simulation" by Anu Maria State University of New York at Binghamton Department of Systems Science and Industrial Engineering Binghamton, NY 13902-6000, U.S.A., (Proceedings of the 1997 Winter Simulation Conference edition by S. Andradóttir, K. J. Healy, D. H. Withers, and B. L. Nelson).

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВАКУУМНОГО ПНЕВОТРАНСПОРТА В ПРОЦЕССАХ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

И.А. Пахлян

Армавирский механико-технологический институт (филиал) Кубанского государственного технологического университета, г. Армавир, Россия

Процессы нефтегазовых технологий строительство и капитальный ремонт скважин не обходятся без приготовления и использования тампонажных растворов. Тампонажные растворы состоят из дисперсной фазы – порошкообразных материалов и дисперсионной среды – жидкости затворения [1].

В данной работе выполнены исследования одной из составляющих технологии приготовления растворов: транспортирование цемента в зону затворения из загрузочной емкости в приемную камеру гидроэжекторного смесителя (ГЭС).

Активными составляющими процесса движения аэрозольной смеси являются: значение вакуума в приемной камере $P_{\text{вак ГЭС}}$ и статическое давление порошка в загрузочной емкости $P_{\text{ст.смы}}$, зависящее от уровня засыпки в нее порошка h и его плотности $\rho_{\text{смы}}$. Схема движения аэрозольного потока в зону смешивания представлена на рис. 1.

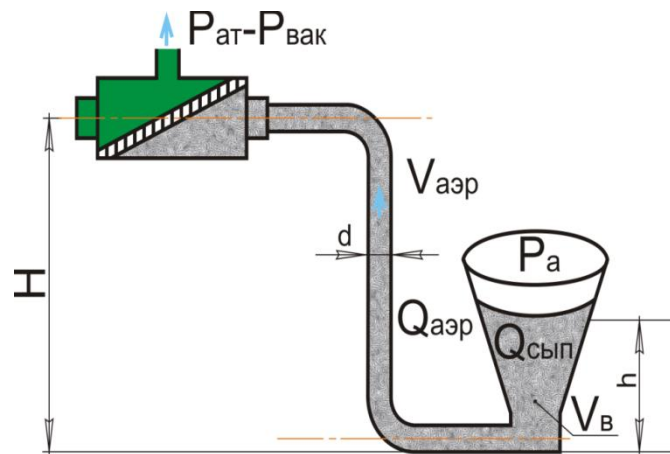


Рис. 1 Схема аэрозольного потока

Составляющими баланса, оказывающими сопротивление движению, являются: гидродинамические сопротивления $R_{дин}$, зависящие от высоты положения вакуум-камеры H , скорости движения $v_{аэр}$, внутреннего диаметра транспортной трубы d , плотности аэрозольного потока $\rho_{аэр}$, коэффициента аэродинамического сопротивления λ ; статические сопротивления $R_{ст}$, зависящие от высоты положения вакуумной камеры H , плотности аэрозольного потока $\rho_{аэр}$; фильтрационные сопротивления $R_{фил}$, зависящие от газопроницаемости сыпучего материала k , от площади живого сечения потока цемента внутри загрузочной воронки S_h , от высоты засыпки воронки h , расхода $V_{возд}$ и вязкости воздуха η .

Запишем условие стабильности потока:

$$P_{вак} + R_{ст_{акт}} = R_{дин} + R_{ст} + R_{фил}, \quad (1)$$

где
$$R_{ст_{акт}} = \rho_{сын} g h, \quad (2)$$

$$R_{дин} = \lambda \frac{\rho_{аэр} v_{аэр}^2 H}{2 d}, \quad (3)$$

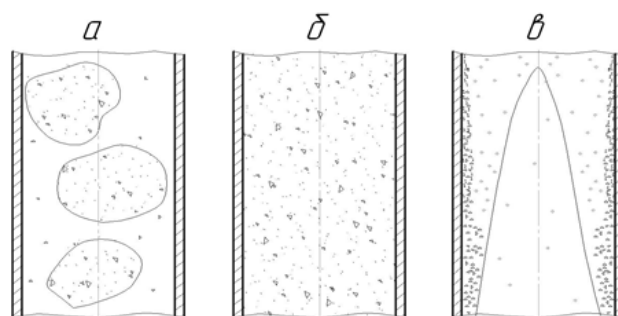
$$R_{ст} = \rho_{аэр} g H, \quad (4)$$

$$R_{фил} = \frac{V_{возд} \eta h}{k S_h}, \quad (5)$$

Учитывая тот факт, что разность потенциалов, под действием которых перемещается цемент, не превышает 0,1 МПа, становится очевидным, что одним из направлений модернизации пневмотранспорта с использованием ГЭС должно быть уменьшение всех видов сопротивлений аэрозольному потоку.

В отличие от газо-жидкостного струйного насоса в ГЭС воздушный поток является вспомогательной средой, транспортирующей тампонажный цемент в приемную камеру для смешивания с жидкостью затворения. Это аэрозоль, в котором взвешенные частицы имеют бесконечно большую плотность по сравнению с несущей средой, что существенно сказывается на скорости проскальзывания фаз, особенно в восходящем потоке. Поэтому процесс пневмотранспорта цемента характеризуется нижним пределом скорости воздушного потока в вертикальной трубе и предельной высотой подачи, при которой он прекращается, несмотря на присутствие воздушного потока.

В ходе экспериментальных работ – наблюдения через прозрачные шланги на начальном этапе движения, наблюдается явно выраженная неоднородность двухфазных систем. Основная масса порошкообразных частиц движется в виде пузырей-пробок. Средняя скорость потока аэрозоля не превышает 3-4 м/с. (рис. 2, а). При увеличении скорости от 6 до 7 м/с поток становится однородным, материал движется в виде равномерно распределенных по потоку отдельных частиц и агломератов – дисперсный режим (рис. 2, б). При организации скорости свыше 8 м/с воздух прорывается по центру канала, оттесняя порошок к стенке канала в зону пониженных скоростей, средняя скорость порошка уменьшается, несмотря на продолжающееся увеличение скорости потока воздуха преимущественно в центральной части потока. Такой режим движения аэрозоля можно назвать стержневым (рис. 2, в).



а) – пробковый режим; б) дисперсный режим; в) стержневой режим

Рис. 2 Схема распределения транспортируемых твердых части в потоке воздуха при различных режимах

Уже только по результатам визуальных наблюдений через прозрачные шланги, без осуществления контрольного взвешивания порошкообразного материала, можно сделать вывод о целесообразности организации при пневмотранспорте второго режима, который можно назвать дисперсным, самым насыщенным по порошку.

Управление пневмотранспортом тампонажных материалов позволит достичь: стабильности плотности приготавливаемого раствора; возможность регулирования плотности раствора без остановки процессов его приготовления; - максимальный коэффициент забора (подмешивания) сухого материала;

При вакуумном пневмотранспорте компонентов тампонажного раствора скорость воздушного потока должна быть для портландцемента, как показали наши исследования, не менее 2,5 м/с и достигать значений не менее 6-7 м/с. Это тот предел, при котором достигается максимальная плотность аэрозоля цемент-воздух [2].

Проведенные исследования показали, что главное сопротивление создается при фильтрации воздуха через слой цемента в загрузочной емкости, которое зависит от порозности цементного порошка и степени его уплотнения, поэтому для эжектирования сухого порошкообразного в количестве 1,5 т/мин необходимо использовать пневмомеханический способ транспортирования.

Транспорт цемента в приемную камеру ГЭС осуществлять герметичным шнековым питателем, производительность которого по цементу определяется только характеристиками самого шнека, которая может существенно превосходить подачу пневмотранспортом. Такая комбинированная технологическая схема может удовлетворить всем цементировочным операциям на скважинах.

Литература

1. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – М.: Недра, 1991. – 240 с.
2. Пахлян И.А. Моделирование технологических процессов с использованием эжекторных газожидкостных смесителей // Современные технико-технологические решения в области бурения и капитального ремонта скважин: Труды ОАО НПО «Бурение». – Краснодар, 2007. – Вып. 16. – С. 180–188.
3. Проселков Ю.М., Пахлян И.А. О модернизации гидроэжекторных смесителей на основе модельных исследований // Нефтяное хозяйство. – М., 2010. – № 4. – С. 115–119.
4. Спиридонов Е.К. Теоретические основы расчета и проектирования жидкостно-газовых струйных насосов. Дисс. ... докт. техн. наук. – Челябинск, 1996. – 242 с.
5. Пахлян И.А. Исследование гидроэжекторных смесителей, модернизация их конструкций и совершенствование технологии приготовления буровых промывочных и тампонажных растворов. Дисс. ... канд. техн. наук. – Краснодар, 2010.

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОЦЕНКИ РАСХОДА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

С.В. Першин, А.В. Епихин

Научный руководитель: ассистент А.В. Епихин

Томский национальный исследовательский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение представляет собой сложный технологический процесс, который ставит своей целью сооружение горной выработки (скважины) с целью добычи полезных ископаемых (жидких и твердых), изучения строения Земли, проведения научных исследований, реализации различных способов воздействия на продуктивные горизонты. Сооружение скважин на нефть и газ обеспечивается преимущественно механического вращательного бурения с помощью специальных породоразрушающих инструментов – буровых долот. Результат работы долота на забое в виде разрушенной горной породы (шлама) должны своевременно и в полном объеме удаляться для обеспечения стабильной работы оборудования и поддержания механической скорости бурения на заданном уровне.

Традиционно при сооружении скважин на нефть и газ для очистки забоя применяют промывочные жидкости, значительно реже – газожидкостные смеси и пены. И одной из ключевых функций промывочной

жидкости является качественная очистка забоя и вынос шлама на поверхность. Помимо свойств промывочной жидкости (вязкость, динамическое напряжение сдвига) за выполнение вышеуказанных функций раствором отвечает создаваемый расход.

Существует утверждение, что механическую скорость бурения можно увеличивать до тех пор, пока есть возможность качественной очистки забоя от шлама. Но важно знать, что существует целый ряд ограничений величины расхода промывочной жидкости, которые заложены в виде граничных условий в стандартную методику его расчета:

1. Обеспечение эффективной очистки забоя скважины от шлама;
2. Обеспечение транспортирования шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
3. Обеспечение устойчивой работы забойного двигателя;
4. Профилактика возможного гидроразрыва горных пород;
5. Обеспечение гидромониторного эффекта истечения жидкости из насадок долота;
6. Профилактика размыва стенок скважины.

Помимо заданных условий обязательно принимать в учет также технические возможности (наличие насоса, соответствующих диаметров втулок) обеспечения расчетной величины расхода промывочной жидкости.

Определив оптимальное значение расхода для данных технических и горно-геологических условий бурения необходимо провести ряд мероприятий для его обеспечения, предусмотреть мероприятия по контролю за его поддержанием в заданных рамках. Если сам процесс обеспечения заданного расхода связан с техническим состоянием и составом используемого оборудования, то контроль основан на особенностях и комплектности измерительной системы, используемой на данной буровой установке.

Каждая буровая установка оборудована целым комплексом измерительной аппаратуры, среди которой для оценки величины расхода промывочной жидкости выделяют поверхностные расходомеры различного исполнения. Они требуются, прежде всего, для поддержания расхода в заданном интервале согласно требованиям геолого-технического наряда.

Но на эффективность бурения (разрушения горной породы) влияет, прежде всего, величина расхода в забойных условиях. Причем, в забойных условиях эта величина может существенно отличаться от величины подачи, обеспеченной в поверхностных условиях. Это обусловлено несколькими факторами: наличием внешней среды, обеспечивающей влияние различных давлений (гидростатическое, гидродинамическое, пластовое), снижающих интенсивность исходного потока промывочной жидкости; наличие множества гидравлических сопротивлений (изменения площади сечения, использование забойных двигателей), которые также снижают энергию потока.

В связи с этим, с позиции оценки эффективности разрушения горной породы, важно знать и контролировать величину расхода промывочного агента в забойных условиях. Для этого в буровой практике применяется ряд устройств. Задачей исследования ставится анализ существующих способов регистрации расхода бурового раствора на забое скважины и вариантов передачи этой информации на поверхность, определение возможных направлений исследований и конструкторских работ в данном направлении.

Анализируя варианты известных методических и конструкторских решений применяемых в бурении, был сделан вывод, что наибольшую популярность получили механические расходомеры. Это обусловливается их высокой точностью, сравнительно простой конструкцией первичного преобразователя расхода, возможностью измерения двухфазных потоков. Дальнейший обзор и сравнение проводились в данной категории расходомеров.

Одной из первых модификаций механических расходомеров была запатентована в 1975 году Уфимским нефтяным институтом. Принцип его действия заключается в том, что нисходящий поток промывочной жидкости воздействует на механическую систему, состоящую из рабочего диска с лопастями и поршня, преобразующего силу давления потока пропорциональную расходу раствора, в силу давления на гидравлическую часть системы. Гидравлическая часть, состоящая из двух камер, заполненных рабочей жидкостью, воспринимая давление поршня воздействует на сильфон глубинного манометра, который с помощью записывающего устройства фиксирует результат на диаграммной бумаге. Для устранения влияния рабочего и гидростатического давления на забое скважины предусмотрены конструктивные особенности: установка давления в гидравлической части на основе данных лабораторных и практических экспериментов; двойное исполнение поршня (исключение гидростатического давления).[1].

Ключевым недостатком прибора является отсутствие возможности получения информации о расходе в режиме реального времени, так как прибор является автономным.

В 1981 году Казахским институтом им. В.И. Ленина было предложено устройство для измерения расхода и утечек промывочной жидкости. Принцип работы устройства основан на использовании двух гидровибраторов – в начале и конце заданного участка трубопровода или гидравлической системы. По разности в колебаниях гидровибраторов оценивают объем утечек и степень герметичности системы, а по амплитуде вибрации, создаваемой прибором, величину расхода жидкости. Сама суть гидровибратора заключается в использовании механической системы, которая под воздействием определенных внешних условий перекрывает движение потока жидкости в измерительной части и измеряет силу генерируемого гидроудара. В описании устройства не приведена информация о том в каких пределах возможно использование данного прибора. Другими словами, до каких глубин при сооружении скважин возможно его использование. Но, учитывая природу функционирования гидровибратора, можно предположить, что информация передается в виде импульсного сигнала по столбу промывочной жидкости. Несомненным плюсом является то, что система позволяет регистрировать и оценивать величину расхода сразу в двух точках: на поверхности и на забое.[2].

В 1995 году группой ученых (Лаптев С.В., Грабаренко Ю.И. и Голубицкий В.А.) был разработан забойный регулятор расхода промывочной жидкости. Прибор имеет автоматический принцип работы, основанный на принципах варьирования параметров режима бурения для достижения максимальных механических скоростей бурения. Предлагаемая авторами система является не измерительной, а именно регуляторной и принцип ее основан на сбросе «лишней» промывочной жидкости в затрубное пространство из бурильной колонны. Сам регулятор устанавливают непосредственно над долотом. В стандартном рабочем режиме он имеет продольное проходное отверстие, ведущее поток жидкости к породоразрушающему инструменту и поперечное открытое отверстие, позволяющее в стандартных условиях сбрасывать часть промывочной жидкости в затрубное пространство минуя долото. В случае, если требуется увеличение скорости бурения или, например, началось разбуривание интервала, сложенного горными породами большей твердости, то на долоте увеличивается крутящий момент (увеличение частоты вращения долота, либо увеличение сопротивляемости горной породы разрушению), который передается на забойный регулятор и его упругие демпфирующие элементы. Пропорционально увеличению крутящего момента растет и угол закручивания регулятора, в котором в свою очередь демпфирующие элементы перекрывают поперечный канал и снижают (прекращают) подачу промывочной жидкости в затрубное пространство, тем самым увеличивая расход на промывочных узлах долота и увеличивая эффективность очистки забоя. Ключевой недостаток регулятора: сбрасываемая через поперечный канал промывочная жидкость взаимодействует с восходящим потоком раствора, приводя к его деструкции и снижению эффективности выноса шлама. Кроме того, конструктивные особенности самого прибора, зависимость величины перекрытия поперечного отверстия от угла закручивания регулятора не всегда адекватно отражает необходимость в увеличении расхода в заданных условиях бурения. С позиции проводимого обзора – основной конструктивный недостаток: отсутствует система записи и передачи информации о расходе в забойных условиях на поверхность. [3].

В 2013 года Есауленко В.Н. и Шевченко М.А. был предложен к использованию глубинный датчик расхода бурового раствора. Он представляет собой датчик, надежно закрепленный на стенке бурильной трубы внутри нее, через который частично проходит поток промывочной жидкости. Сам датчик разделен на две части диафрагмой, которая подсоединена к системе сообщающихся сосудов, оснащена полым балансом и заполнена двумя типами рабочей жидкости: над мембраной – дибутилфталат, а под мембраной – фтороуглеродная жидкость Б-1. Вся система выполнена в виде колебательного контура, характеристики которого регистрируются специальной измерительной системой в виде электрической схемы, в которой присутствует постоянный магнит. Передача информации на поверхность осуществляется посредством беспроводного электрического канала. Основным достоинством прибора считают его высокую чувствительность и возможность регистрации даже незначительного изменения в расходе промывочной жидкости. Но, прибор не обделен серьезным недостатком, который характеризуется тем, что его наличие внутри колонны бурильных труб рядом с долотом деструктурирует поток жидкости, стремящийся к забою, и является дополнительным гидравлическим сопротивлением. [4].

Схема регистрации расхода, основанная на использовании постоянного магнита, была предложена еще в 1994 года Калашниковым В.Н. и Бобровым В.А., которые создали датчик скважинного расходомера. Данный прибор спускается на забой внутри колонны бурильных труб на каротажном кабеле. Принцип его функционирования основан на том, что рабочий элемент датчика (крыльчатка) вращается под действием потока промывочной жидкости. Постоянный магнит, эксцентрично расположенный на оси крыльчатки периодически замыкает и размыкает герконы, который свою очередь являются ключами электрической схемы. По каротажному кабелю на поверхность передается совокупность замыканий и размыканий схемы, которые пропорциональны величине расхода промывочной жидкости, так как характеризуют скорость нисходящего потока. Ключевыми недостатками данной разработки являются – необходимость использования каротажного кабеля, непостоянное нахождение датчика на забое, невозможность измерения расхода в непосредственной близости к забою при использовании турбобура или винтового забойного двигателя, ненадежность электрической схемы, основанной на использовании герконов. С другой стороны, спуск датчика на кабеле позволяет получить сигнал высокой чистоты и качества, поскольку проводной канал связи является самым надежным. Благодаря этому, чувствительность датчика колеблется в районе 0,01-0,02 л/с. [5].

В 1990 году в Самарском политехническом институте был предложен способ определения расхода промывочной жидкости на выходе из скважины. Несмотря на то, что данная разработка не отвечает условиям нашего исследования (производится оценка способов измерения расхода в забойных условиях), ему стоит уделить внимание, поскольку ключевым принципом в данном случае является: частичное изменение технологии промывки скважины. Идея в том, что в поток выходящей из скважины жидкости вводят дополнительный поток чистой промывочной жидкости и измеряют величину расхода чистой дополнительной промывочной жидкости. Затем измеряют величину суммарного расхода вытекающей из скважины и чистой промывочной жидкостей, а величину расхода вытекающей из скважины промывочной жидкости определяют по разности величин суммарного расхода промывочной жидкости и расхода дополнительной чистой промывочной жидкости. Разработка имеет простой принцип исполнения, но основным недостатком является низкая точность, которая заключается в том, что разработка не учитывает потери промывочной жидкости в поглощающих горизонтах и за счет негерметичности циркуляционной системы. Кроме того, постоянный ввод чистой промывочной жидкости чреват проблемами в контроле реологических свойств раствора, что приведет к вынужденным дополнительным затратам. [6].

Еще один вариант системы для измерения расхода и свойств бурового и цементного растворов был предложен в 2006 году группой ученых – Лукьянов Э.Е., Каюров К.Н. и Еремин В.Н. Сама система позволяет

регистрировать сразу несколько характеристик: значения расхода жидкости и набор ее реологических характеристик, информация о которых, проходя через вычислительный блок выводится на табло. Расход измеряется посредством использования расчетных формул объединяющих геометрические характеристики сужающего устройства, перепад давления и плотность прокачиваемой жидкости. Сама система является сугубо поверхностной и не может быть использована в забойных условиях (устанавливается в линию высокого давления буровой установки). Не смотря на это, принцип измерения расхода жидкости по величине перепада давления в сужающемся сосуде реализуем в забойных условиях. При этом необходимо учесть такие недостатки, как необходимость продумывания передачи информации о расходе на поверхность и наличие высоких гидравлических сопротивлений в интервале установки прибора.[7].

Анализ уровня техники в области измерения расхода в забойных условиях, а также методик расчета расхода для обеспечения качественной очистки забоя и выноса шлама, позволяющего достигнуть максимальной механической скорости бурения, позволил сделать следующие выводы:

- используемая методика расчета учитывает технико-технологические и геологические условия бурения, но зачастую после проведения расчета возникает ситуация, когда области допустимых значений расхода отсутствуют, хотя конкретных рекомендаций по работе в таком случае нет;

- зачастую при выборе значений расхода для сооружения проектируемой скважины руководствуются нарастающими значениями методики, а опытом пробуренных на данном кусте, месторождении, участке скважин, не смотря на то, что конструкции, профили и условия сооружения скважин в рамках одной площади могут кардинально различаться;

- большинство забойных датчиков для измерения расхода промывочной жидкости имеют принцип действия, основанный на переводе энергии потока в механическую энергию колебательного процесса и движения рабочего элемента (турбинка, крыльчатка), которые воздействуют на измерительную систему (чаще электрического типа) и переводят сигнал, пропорциональный расходу жидкости в сигнал;

- ключевой проблемой для датчиков регистрации расхода промывочной жидкости на забое скважины является способ передачи информации на поверхность, который согласно анализу делится на 4 способа: автономную запись с последующей расшифровкой на поверхности, использование гидравлического, электрического или проводного каналов связи «забой-устье»;

- важно отметить, что любой забойный датчик, устанавливаемый в компоновку низа буровой колонны или внутри буровых труб зачастую создает высокие гидравлические сопротивления, приводящие к нарушению единства потока жидкости и снижает эффективность используемого расхода промывочной жидкости, полученного согласно методике для заданных условий;

- требуется проведение научно-исследовательских и конструкторских работ, направленных на разработку датчика не нарушающего целостность потока промывочной жидкости, позволяющего проводить регистрацию и контроль величины расхода на различных глубинах в меняющихся горно-геологических и технико-технологических условиях бурения.

Литература

1. Патент SU 450884 29.04.75E21B47/10 Глубинный регистратор расхода промывочной жидкости Уфимский нефтяной институт;
2. Патент SU 798283 23.01.81 E21B47/10 Устройство для измерения расхода промывочной жидкости Казахский институт им. В.И. Ленина;
3. Патент RU 204990710.12.1995 E21B21/08 Забойный регулятор расхода промывочной жидкости Лаптев С.В., Грабаренко Ю.И. и Голубицкий В.А.;
4. Патент RU 248530920.06.2013E21B47/022 Глубинный датчик расхода бурового раствора Есауленко В.Н. и Шевченко М.А.
5. Патент RU 201865130.08.1994 E21B47/10 Датчик скважинного расходомера Калашников В.Н. и Бобров В.А.
6. Патент RU 177630619.11.90 E21B47/10 Способ определения расхода промывочной жидкости на выходе из скважины Самарский политехнический институт
7. Патент RU 228511910.10.2006E21B44 Система измерения расхода и свойств бурового и цементного раствора Лукьянов Э.Е., Каюров К.Н. и Еремин В.Н.

БУРЕНИЕ С ДИНАМИЧНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ ДАВЛЕНИЯ

А.Л. Пустовалов

Научный руководитель ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс бурения с динамичным управлением давления – современная технология предусматривает использование замкнутой системы подачи раствора, которая улучшает точность управления распределением давления в скважине по сравнению с простым изменением плотности и подачи раствора. Бурение с контролем давления и с отрицательным перепадом давления относится к технологиям динамичного управления давлением. Основная задача таких технологий - оптимизация процесса бурения за счет сокращения потерь времени и ослабления влияния опасных факторов в процессе строительства скважины.

Основная цель динамичного управления давлением состоит в уходе от проблем, связанных с бурением, и сокращения соответствующих потерь времени. При этом ключевым тактическим подходом является исключение использования увеличения плотности бурового раствора для устранения проблем с бурением.

Динамичное управление давлением может сократить расходы на бурение и уменьшить неопределенность при бурении за счет использования следующих факторов:

исключение потерь времени, характерных для обычного бурения (потеря циркуляции, борьба с ГНВП, нежелательные области с газом и прихват бурильной колонны за счет перепада давления в стволе скважины);

увеличение скорости проходки и срока службы долота (т.е. снижение числа спускоподъемных операций);

возможность работы там, где ранее бурение считалось невозможным;

в некоторых обстоятельствах сокращение числа труб обсадной колонны;

снижение угрозы для людей и окружающей среды. [1]

Для успешного применения технологии динамичного управления давлением необходимо как можно точнее поддерживать постоянными забойное давление на определенной глубине работы долота и, соответственно, распределение (градиент) давления в затрубном пространстве.

Такая технология требует использования набора инструментов и методик, рассчитанных на снижение рисков и затрат при бурении скважин, вызванных изменением давления в скважине, за счет упреждающего управления распределением давления в затрубном пространстве. Для этого могут использоваться такие подходы, как управление противодавлением, плотностью и текучестью раствора, уровнем жидкости в затрубном зазоре, трением при циркуляции, геометрией скважины, как по отдельности, так и в любом сочетании. Технология динамичного управления давлением может также позволять быстрее устранять выявленные колебания давления. Возможность быстрого управления давлением в затрубном пространстве упрощает бурение там, где в ином случае (при использовании обычных технологий) оно было бы экономически неоправданно. Эта технология может использоваться для исключения перетока пластового флюида. При этом, как правило, обеспечивается безопасное удержание жидкости, используемой при работе.

Проблемы, возникающие из-за изменения давления в скважине во время бурения, приводят к большим потерям времени при строительстве скважины. В их число входят потеря циркуляции, ГНВП, увеличение поперечного сечения ствола скважины, бурение при жестком ограничении порового давления/давления гидравлического разрыва пласта, использование обсадных колонн с малыми допусками, проблемы устойчивости ствола скважины, вызванные колебаниями и/или циклическим изменением внешнего давления, поданного в скважину, перетекание воды и газа в пластах неглубокого залегания под уровнем бурового раствора, низкая скорость проходки из-за высокого внешнего статического давления жидкости, а также излишне высокая эквивалентная плотность циркуляции бурового раствора и пр. Многочисленные статистические исследования на основании данных, полученных операторами во время бурения, как правило, показывают устойчивую связь между такими проблемами и общими потерями времени. Как правило, с проблемами, возникающими в стволе скважины, связано от 30 до 50% общих потерь времени при строительстве типовой скважины. С учетом современной себестоимости строительства скважин в денежном исчислении для всей отрасли это измеряется суммами в миллиарды долларов. Здесь применение динамичного управления давлением может дать серьезные результаты. [3]

Технология бурения с динамичным управлением давлением является важной составляющей успеха работ по бурению с контролем давления и с отрицательным перепадом давления. Глубокое понимание изменений, происходящих в стволе определенной скважины, необходимо для разработки соответствующего решения по управлению давлением в такой скважине.

При бурении с динамичным управлением давлением используется специализированное оборудование:

Вращающееся устройство контроля давления (RCD)

Вращающееся устройство контроля давления (RCD) образует надежное уплотнение на бурильной трубе или ведущей трубе для безопасного отклонения потока из затрубного пространства в сторону от пола буровой вышки. Устройство RCD дополняет традиционный комплект противовыбросовых преенторов буровой установки.

Стояк низкого давления (подроторная воронка)

Подроторная воронка заводится в корпус устройства RCD и крепится хомутом вручную. Гладкая труба с внешним диаметром 609,6 мм соединяется с подроторной воронкой буровой установки, что позволит обеспечить обычную схему циркуляции с отводом потока на приемную емкость выбросит буровой установки. Кроме того, может быть протянута линия к выкидной линии буровой установки от второго отвода устройства RCD. Это также упростит сборку обычной системы циркуляции.

Поддон Envirotraq для устройства RCD (система Katchkan)

Поддон Envirotraq устанавливается между верхним фланцем преентора и нижним фланцем устройства RCD, создавая герметичное соединение без ущерба для других уплотнений фланцев. Он закрывается мягкой шторкой (наилучший вариант, обеспечивающий легкий доступ), чтобы улавливать все утечки жидкостей. Сливное отверстие соединяется с уловительной емкостью для хранения пролившихся жидкостей объема мягким шлангом. Поверхность поддона нескользящая, что позволяет ему служить рабочей площадкой для персонала, обслуживающего устройство.

Автоматический дроссельный манифольд системы бурения на равновесии

Автоматический дроссельный манифольд системы бурения на равновесии (MPD) является основным средством контроля скорости обратного потока и устьевого давления. Дроссель автоматически управляется

программируемым логическим контроллером с открытием или закрытием проходного отверстия дросселя с помощью гидравлики.

Интегрированная панель управления дросселем и программируемым логическим контроллером

Эта панель обеспечивает гидравлическое и пневматическое управление работой двигателей положения дросселя. Часть панели, отвечающая за управление дросселями, обеспечивает автоматическое управление дросселями для поддержания необходимого давления на устье и эквивалентной плотности циркуляции для эффективного ведения буровых работ на равновесии. Установленный здесь же программируемый логический контроллер обеспечивает логику, необходимую для выбора дросселя и его положения и для для компенсации объема циркуляции с помощью насоса доливной емкости. Принудительное местное ручное управление позволяет перейти в режим обслуживания или аварийного управления в случае отсутствия электропитания. Часть панели, отвечающая за остановку технологического процесса, служит для передачи сигнала активации аварийной звуковой сигнализации используя логику, отдельную от управления дросселями.

Помещение управления сбором данных

Система регулировки расхода бурового насоса (отклонитель)

Насос противодействия для системы бурения на равновесии

Насос противодействия для системы бурения на равновесии является вторичным средством закачки жидкости в блок превенторов. Он помогает поддерживать постоянное давление во время отсутствия обратного потока из скважины и обеспечивает работу дросселя в пределах его оптимального диапазона регулировки. Заменяя обратный поток, насос противодействия исключает необходимость в полном закрытии дросселя и предотвращает скачки забойного давления во время наращивания колонны. [2]

Процесс разработки начинается со сбора данных по скважинам, находящимся рядом с будущей скважиной. Очень важными являются сведения о распределении порового давления и градиента давления гидравлического разрыва пласта, а также температуры. Не менее важно знать размеры скважин, конструкцию оборудования нижней части скважины, буровой колонны и обсадной колонны, программу подачи раствора при бурении и особенности конструкции буровой вышки. Дополнительные данные, полученные на соседних скважинах, особенно о событиях, происходивших во время бурения.

Ряд важных технических преимуществ технологии динамичного управления давлением для планируемой скважины может быть определен по приведенной ниже таблице. [3]

Таблица 1

Преимущества технологии динамичного управления давлением

Возможности и преимущества технологии динамичного управления давлением	Проблемы, устраняемые при использовании динамичного управления давлением	Риски при бурении, снижаемые за счет использования динамичного управления давлением
Использование бурового раствора меньшей плотности	Снижение потерь за счет бурения при давлении в скважине, которое меньше давления гидравлического разрыва. Более высокий расход при циркуляции, что улучшает очистку скважины. Устранение увеличения поперечного сечения ствола скважины. Минимальное использование экранирующего наполнителя. Часто глубина установки обсадной колонны может быть увеличена, и (или) исчезнет необходимость в обсадных трубах.	Потери Увеличение поперечного сечения ствола скважины Очистка скважины
Давление в скважине поддерживается почти постоянным	Снижение остроты проблемы устойчивости скважины за счет поддержания постоянного давления при выключении насосов при более высоких требованиях к плотности раствора при минимизации разрыва пласта из-за циклического изменения давления. Обеспечивает более широкий диапазон максимального порового давления во всех ситуациях (при включенных или выключенных насосах) для снижения вероятности притока флюида. Минимизация увеличения поперечного сечения ствола и объема газа, попадающего из пласта при наращивании буровой колонны.	Потеря устойчивости Увеличение поперечного сечения ствола скважины Попадание газа из пласта при наращивании буровой колонны Приток флюида
Точное измерение расхода раствора на выходе из скважины	Позволяет бурить участки скважины с менее жесткими требованиями к ГНВП. Минимизация объема возможного притока флюида. Точное определение небольших потерь на инфильтрацию на дне скважины.	Выявление отклонений от нормы для притока флюида Выявление отклонений от нормы для потерь
Быстрая регулировка затрубного давления	Увеличение затрубного давления при циркуляции или наращивании колонны в качестве реакции на увеличение поступления фонового газа и (или) признаков потери устойчивости или повышенного давления до фактического увеличения плотности бурового раствора. Возможность быстрой остановки притока путем увеличения давления в скважине за счет роста затрубного давления при циркуляции.	Потеря устойчивости Приток флюида Слишком большое время циркуляции

Возможности и преимущества технологии динамичного управления давлением	Проблемы, устранимые при использовании динамичного управления давлением	Риски при бурении, снижаемые за счет использования динамичного управления давлением
Проверки расхода при автоматическом управлении затрубным давлением	При выключенных насосах можно уменьшить затрубное давление, следя за расходом раствора на выходе из скважины и определяя объемные показатели, для определения состояния отрицательного перепада давления с минимальным притоком. Может также использоваться для определения теплового расширения и (или) увеличения поперечного сечения ствола скважин, работающих при высоком уровне температуры и давления.	Приток флюида Проблемы, связанные с высоким уровнем температуры и давления
Точные проверки герметичности необсаженных стволов скважины	При неопределенности значения давления гидравлического разрыва можно провести динамическую проверку герметичности (или целостности пласта) путем пошагового увеличения затрубного давления во время циркуляции с контролем расхода раствора на выходе из скважины, особенно перед планируемым увеличением плотности бурового раствора, что может привести к потерям.	Потери из-за увеличения плотности бурового раствора
Пошаговое управление притоком	При встрече с залежами малого объема с повышенным давлением можно снизить давление в скважине для обеспечения небольшого управляемого притока в нее в течение нескольких циклов циркуляции для откачки углеводородов из этой залежи. Это устранил необходимость увеличения плотности бурового раствора, что может привести к значительным потерям времени и возможным потерям бурового раствора.	Потери из-за временного увеличения плотности бурового раствора
Спускоподъемные операции при наличии затрубного давления	Эффект очистки (из-за отрицательного трения в затрубном зазоре при движении раствора по нему вниз) может быть устранен поддержанием затрубного давления на постоянном уровне при подъеме колонны. Требуется более низкая плотность бурового раствора, а при спускоподъемных операциях можно избежать возможного притока флюида и (или) потери устойчивости ствола скважины.	Потеря устойчивости Приток флюида Эффект очистки
Закрытый контур для бурового раствора	Использование вращающегося регулятора повышает безопасность, поскольку кольцевое уплотнение отводит скважинный газ от рабочего места на буровой установке.	Наличие газа на рабочем месте
Измерение плотности и температуры бурового раствора на выходе из скважины в реальном времени	Позволяет вести измерения в реальном времени, что невозможно в обычных ситуациях. Это позволяет заметить едва различимые изменения параметров, что позволяет принимать лучшие решения по управлению давлением.	Оседание барита Приток флюида
Цементирование при использовании затрубного давления	Комплексная процедура управления давлением в скважине путем автоматического управления затрубным давлением и эквивалентной плотностью циркуляции бурового раствора при цементировании обсадной колонны позволяет вести работы при почти постоянном затрубном давлении, которое настолько низкое, что можно избежать и потерь, и притока при цементировании.	Потери при цементировании

С применением данной технологии мы можем сократить время бурения, уменьшить расходы на бурение, устранить ряд проблем при использовании технологии динамичного управления давлением, а также снизить некоторые риски возникающие при бурении. Рекомендуется внедрить данную технологию более массово в сферу бурения. Бурение на депрессии и равновесии уже освоили такие известные мировые компании как Halliburton, Schlumberger, Weatherford.

Литература

1. Системы бурения с пониженным давлением бурового раствора (на депрессии)/ ИйонМаккиннон, Михаил Майоров. – 2005. – 60с.
2. Системы бурения при контроле давления. – URL: <http://www.weatherford.ru/ru/service/drilling/13>
3. Техническое задание на оказание услуг по бурению с управляемым давлением на ЮТМ.

ПОВЫШЕНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ НАДДОЛОТНЫХ КАЛИБРАТОРОВ

Р.Г. Рустамов

Научный руководитель: доцент И.В. Мурадханов

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Наддолотный калибратор предназначен для калибрования стенок ствола скважины до номинального диаметра при износе долота в абразивных породах, а также цементирования и улучшения условий работы долота, нижней части компоновки бурильной колонны, в том числе забойного двигателя. Его применение позволяет получить ствол скважины максимального эффективного диаметра.

В зависимости от конструктивных особенностей рабочих элементов калибраторы подразделяются на лопастные и шарошечные.

Калибратор лопастного типа КЛ (Рис, а) является наиболее простой конструкцией калибраторов, предназначенных для использования при бурении глубоких скважин на нефть и газ. Он состоит из ствола с тремя или четырьмя вертикальными лопастями, армированными твердосплавными штырями. Причем штыри в калибраторе или запрессованы в отверстия в лопастях, или расположены в пазах вдоль лопасти и заправлены. Вертикальное расположение лопастей калибратора позволяет снизить гидравлические сопротивления при бурении мягких пород, склонных к набуханию и образованию толстой глинистой корки.

Лопастные спиральных калибраторов КЛС (Рис, б) полностью перекрывают в плане сечение скважины и образуют непрерывный круговой контакт с ее стенкой. Такие калибраторы рекомендуется использовать для бурения пород от средних до твердых.

Для установки между секциями утяжеленных бурильных труб лопастные калибраторы изготавливают с верхней муфтовой и нижней ниппельной замковыми резьбами по ГОСТ 5286-75. А для установки над долотом – с двумя муфтовыми резьбами. Их изготавливают следующими основными размерами: диаметр наружный 139,7-311,1 мм; длина 1000-1800 мм; длина контакта лопастей 260-400 мм[1].

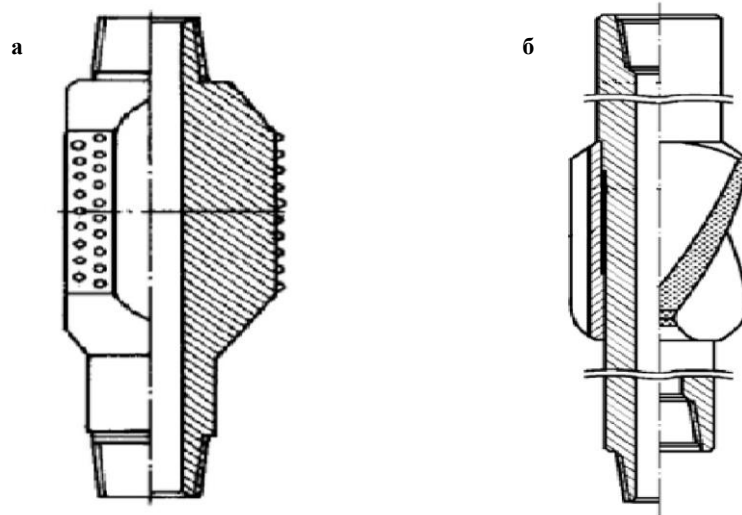


Рис. Калибраторы наддолотные: а – с вертикальными лопастями; б – со спиральными лопастями

С точки зрения повышения износостойкости калибратора, исчисляемой сотнями часов, чем больше длина и площадь армированной рабочей поверхности лопастей, тем выше их стойкость. С точки зрения повышения маневренности при наборе кривизны длина и площадь рабочей поверхности должны быть минимальными.

Уменьшить длину лопастей возможно при замене твердосплавных зубков или наплавки зерновым твердым сплавом на вставки из поликристаллических алмазов, широко применяемые для армирования боковых диаметральных поверхностей алмазных долот. Это позволяет не толькократно уменьшить длину и площадь рабочих лопастей, но также резко повысить стойкость калибраторов от износа их по диаметру.

Промысловые испытания таких калибраторов показали, что для их стабильной работы, обеспечивающей высокую маневренность при наборе кривизны или изменении направления бурения длина лопастей L (мм) должна быть связана с рабочим диаметром калибратора D_k (мм) следующим соотношением: $L/D_k = (0,7 \div 0,95)$.

Для того чтобы при указанном соотношении длины лопасти и диаметра рабочей поверхности калибратора, обеспечивающем, как указано выше, высокую маневренность при изменении направления бурения, была обеспечена высокая стойкость от износа калибратора по диаметру, необходимо установить оптимальное соотношение суммарной площади S_1 (мм²) армирующих пластин из поликристаллических алмазов с площадью армируемой лопасти S_2 (мм²). Эксперименты показали, что таким оптимальным соотношением является: $S_1/S_2 = (0,34 \div 0,48)$.

В соответствии с требованиями ТУ 3664-004-002211801-96 рабочие лопасти калибраторов, предназначенных для расширения и калибрования ствола скважины по диаметру долот, армируются твердосплавными вставками из вольфрамовых сплавов ВК или зубками из композитных материалов славутич или твесал.

Диаметр указанных вставок не превышает 6 мм. Корпус калибраторов изготавливается, как правило, из конструкционной стали 40ХН2, а рабочие лопасти (прямые или спиральные) выфрезеровываются или привариваются к корпусу[2].

Недостатком этой конструкции калибраторов являются низкие механические характеристики рабочих лопастей, что приводит к их интенсивному износу, обнажению и последующему слою твердосплавных зубков. Низкий ресурс работоспособности твердосплавного вооружения калибраторов приводит не только к снижению

их эффективности, но и затрудняет использование современных навигационных систем при бурении наклонных и горизонтальных скважин.

По данным обработки серийных калибраторов ПК-139,7 при бурении скважин в филиале «Тюменбурггаз» ДОО «Бургаз» установлено, что средний ресурс их работоспособности составляет не более 13-15 часов при диаметральном износе рабочих лопастей 3-4 мм.

Для кардинального улучшения показателей работы калибраторов необходимо добиться снижения темпа износа их вооружения, так как известные вставки из твердых сплавов типа ВК не обладают достаточной стойкостью к абразивному износу.

Предложено использовать для армирования рабочих лопастей калибраторов вставки из синтетических поликристаллических алмазов типа «Карбонадо» АРК-4 с зернистостью 630/400 и 1600/1250 мкм в связке МБ, состоящей из никелевого порошка и электролитической меди.

Вставки под шифром ВСК-16 изготавливались диаметром 16 мм, причем верхняя их часть толщиной 4 мм содержала до двух карат синтетических алмазов. Нижняя часть калибратора оснащалась вставками повышенной зернистости (1600/1250 мкм), что обеспечивало эффективное разрушение горных пород, слагающих стенки скважины. Схема расстановки алмазных вставок по поверхности рабочих лопастей обеспечивала как минимум трехкратное перекрытие каждой точки поверхности ствола скважины.

Промысловые испытания опытных партий алмазных калибраторов при роторном бурении скважин на площадях «Оренбургбургаза», «Тюменбурггаза» и «Кубаньбургаза» показали, что их стойкость на порядок превышает аналогичные показатели серийных калибраторов.

В тоже время обработка алмазных калибраторов КЛС-215,9 АЛ при форсированных режимах турбинного бурения на скважине № 105 Северо-Уренгойского ГКМ, когда частота вращения вала турбобура ЗТРХ-195 достигала 600 мин⁻¹, выявила недостаточную стойкость медно-никелевой матрицы. Повышенный износ лопастей калибратора (4,1 мм за 29 часов проработки ствола скважины в интервале от 1350 до 2554 м) объяснялся разрушением относительно легкоплавкой матрицы алмазных вставок при высокоскоростном взаимодействии со стенками скважины. Это подтвердилось при визуальном изучении характера изнашивания рабочих лопастей калибратора, поднятого из скважины.

Для предотвращения этого явления совместно с опытным производством ОАО «Терекалмаз» был организован выпуск опытных партий алмазных калибраторов, армированных вставками из синтетических поликристаллических алмазов типа «Спеки» АРС-4 в твердосплавной матрице № 4, специально разработанной для бурения абразивных, трещиноватых, средне- и крупнозернистых пород VIII-Х-категорий буримости. Алмазные вставки под шифрами Д16 50% М7-07 АРС4 1600/1250 и Д 16 50% М7-07 АРС 4 630/500 изготовлены диаметром 16 мм. Каждая вставка содержала алмазный слой толщиной до 4 мм с содержанием алмазов до 2,5 карат.

Опытные образцы калибраторов КЛС 157 АЛ были успешно обработаны при бурении поисковой скважины № 2 Каинсайской площади филиала «Оренбургбургаз» в интервале 5850-6090 (девонские отложения). Систематическое наблюдение за состоянием калибраторов не выявило значительного износа рабочих лопастей.

Аналогичные испытания калибраторов КЛС 292 АЛ на скважине № 30 Восточно-Песчаной площади филиала «Оренбургбургаз» также подтвердили рациональность принятого решения.

Литература

1. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: Справ.пособие: кн. 1. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 379 с.
2. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г. Оборудование буровое, противовибросовое и устьевое: Справ.пособие: том 1 – Изд.: ИРЦ Газпром, 2007. – 732 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ГЛИН СИБИРСКОГО РЕГИОНА МЕТОДОМ ИНФРАКРАСНОЙ СПЕКТРОСКОПИИ НА ПРИМЕРЕ СЫРЬЯ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ЗАВОДАМИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ, КАК ВОЗМОЖНОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ НУЖД БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Р.Р. Сагитов¹, К.М. Минаев¹, Д.О. Мартынова², П.В. Куликов¹, А.А. Виканов¹
Научный руководитель: профессор Борисов К.И.

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

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

Глина является неотъемлемым компонентом буровых, как структурообразователь и тампонажных растворов в качестве добавок регулирующих реологические и прочностные свойства. На данный момент глинистые материалы, используемые при сооружении скважин в Томской области, являются привозными с других регионов РФ, либо других стран. В составе ресурсной базы присутствующую месторождения глины различного минералогического состава, которые могли бы служить в качестве сырья для изготовления глинистых материалов для нужд бурения скважин на нефть и газ.

Глинистые минералы представляют собой гидратированные слоистые и слоисто-цепочечные алюмосиликаты, образующиеся преимущественно при химическом выветривании пород, накоплении осадков и некоторых других процессах [1]. Основными элементами структуры глины являются тетраэдры [SiO₄] и октаэдры

[AlO₆]. Часть атомов кислорода этих тетраэдров и октаэдров связана с водородом в виде гидроксоалюминатных Al-OH и силанольных Si-OH групп. В пределах октаэдрического слоя различают два типа OH-групп, ориентированных поперечно к слою и параллельно ему. В структурах глин рядов каолинитов и монтмориллонитов сочетаются оба эти типа групп. Также одним из основных компонентов глин является вода в форме растворённых координационно связанных молекул, координирующихся в межслоевом пространстве по типу интерколяции [2].

Минералогический состав глин очень важен, так как имеет большую значимость, а именно на его основании выбираются типы глин для практического применения в разных отраслях промышленности, для оценки качества глинистого материала также необходимо изучение минералогического состава. В рамках данного исследования важными минералами являются каолинит и монтмориллонит. Химический состав монтмориллонита переменный, содержание основных химических соединений: SiO₂ 45-55%, Al₂O₃ 18-20%, MgO и Fe₂O₃ доли%, Na₂O и CaO до 1,5%, H₂O до 24-26%, в то время как состав каолинита более постоянен: 39,5% Al₂O₃, 46,5 % SiO₂ и 14 % H₂O.

Для определения строения поверхности и структуры глин образцы (Таблица) исследовали методом ИК-спектроскопии. ИК-спектры поглощения были получены на спектрометре Nicolet 6700 (Thermo Fisher Scientific) методом нарушенного полного внутреннего отражения в интервале 400-4000 см⁻¹. Образцы были предварительно измельчены и высушены при 150 °С в течение 6 часов для удаления сорбированной воды и органических загрязнений.

Таблица

Характеристика образцов

№ образца	Месторождение	Расположение
1	Туганское	Томская область
2	Богашёвское	Томская область
3	Туганское	Томская область
4	10 хутор (Черногорское)	Республика Хакасия
5	Вороновское	Томская область
6	Кайлинское	Кемеровская область
7	Карьер на юго-востоке г. Юрга	Кемеровская область

В полученных спектрах глин выделили две области: область поглощения молекул воды и гидроксильных групп на поверхности 3700-3300 см⁻¹ и 1640 см⁻¹, а также область 1250-830 см⁻¹, отвечающая за валентные колебания тетраэдров [SiO₄] и фрагментов Al-O-H.

ИК-спектры образцов № 1, 3, 6 и 7 (рис. 1) характеризуются наличием раздвоенного пика, соответствующего валентным колебаниям гидроксила, который состоит из двух узких полос с максимумами поглощений около 3690 и 3620 см⁻¹. Наличие двойного пика свидетельствует о присутствии двух типов гидроксильных групп, по-разному вовлечённых в систему водородных связей. Это следствие того, что водородная связь X-O-H...O (где X – Al, Si) может быть образована с атомом кислорода, как одного и того же слоя, так и соседнего. Гидроксилу, расположенному поперечного слоя, выгоднее образовывать водородную связь с соседним (тетраэдрическим) слоем, а гидроксилу, находящемуся в плоскости слоя – с атомами кислорода своего слоя. Таким образом, полоса около 3690 см⁻¹ отвечает колебаниям фрагмента Al-O-H...O, в котором водородная связь образована атомами соседних слоёв, а пик в районе 3620 см⁻¹ соответствует колебаниям фрагмента Al-O-H...O, образованного атомами, расположенными в пределах одного слоя. По соотношению интенсивностей этих полос можно отличить слоистые силикаты группы каолинита друг от друга. В случае образцов № 1, 3, 6 и 7 интенсивность коротковолнового пика выше интенсивности длинноволнового, что характерно для каолинита, причем эта разность уменьшается в ряду № 7, 1, 3, 6, что может свидетельствовать и об уменьшении доли каолинита в данных образцах. OH-группы также могут быть связаны водородной связью с молекулами воды, координированными в межслоевом пространстве. Деформационные колебания молекул координированной воды с поглощением в области 1635 см⁻¹ и асимметричная полоса в области от 3200 до 3500 см⁻¹ наиболее отчётливо присутствуют в глинах № 2, 4 и 5 (рис. 1), что может быть связано с недостаточной сухостью образцов. Поглощение в области 3740 см⁻¹ соответствует колебаниям одиночных силанольных групп.

Для образцов с высоким отношением Al₂O₃/SiO₂ (рис. 1) характерно проявление нескольких полос поглощения в области 1000-1100 см⁻¹. А именно, полосы около 1005 и 1030 см⁻¹ соответствуют валентным колебаниям мостиковых связей Si-O-Si(Al) в кристаллической решётке минералов группы каолинита. Полосы поглощения в области 900-1000 см⁻¹ отвечают за валентные колебания немостиковых связей Si-O в различных силикатных и алюмосиликатных группировках, а также в простых орто- и диортосиликатных анионах в аморфной фазе. В рассматриваемых образцах наблюдаются полосы в районе 915 и 940 см⁻¹, характеризующие проявление деформационных колебаний немостиковых связей Al-O(-H). Полосы поглощения в области 1100-1200 см⁻¹ можно интерпретировать как асимметричные колебания внешних Si-O связей [3].

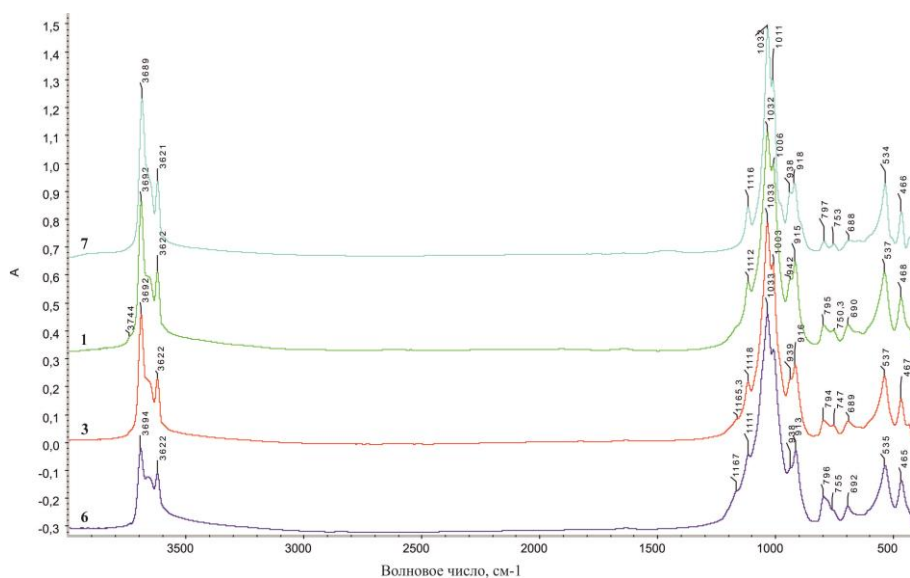


Рис. 1 – ИК спектры образцов с высоким соотношением Al_2O_3/SiO_2

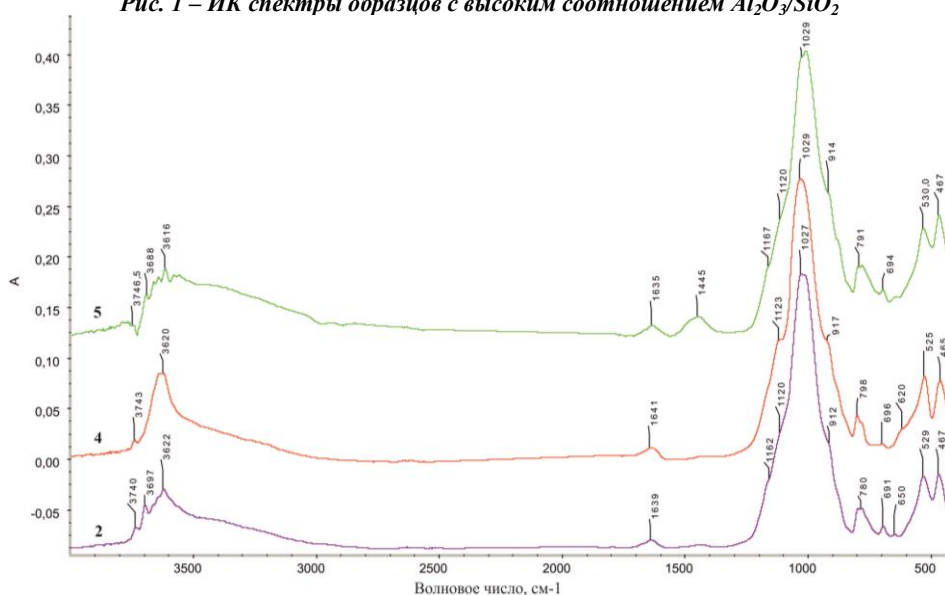


Рис. 2 – ИК спектры образцов с низким соотношением Al_2O_3/SiO_2

Образцы с более низким отношением Al_2O_3/SiO_2 (рис. 2) характеризуются широким пиком в области $1000-1100\text{ см}^{-1}$ и менее выраженными пиками, соответствующими колебаниям связей $Al-O(H)$. Форма пиков в областях 3620 и 3690 также свидетельствует о более низком содержании алюминия в образцах № 2, 4, 5.

Для всех типов образцов характерны полосы поглощения, соответствующие колебаниям связей $Si-O-Al$ в областях 750 и 530 см^{-1} , полосы около 467 и 690 см^{-1} , относящиеся к деформационным колебаниям угла $Si-O-Si$, включающие мостиковый кислород, и 790 см^{-1} , отвечающий валентным симметричным колебаниям $Si-O-Si$, характерным для кремния в тетраэдре SiO_4 .

Таким образом, исследуемые образцы можно разделить на две группы с большим и меньшим соотношением Al_2O_3/SiO_2 . Группа с большим отношением Al_2O_3/SiO_2 характеризуется и большим содержанием каолинита в образцах, который может быть использован в качестве добавок к тампонажному раствору. Группа с меньшим отношением Al_2O_3/SiO_2 характеризуется большим содержанием монтмориллонита, возможность использования которого может быть в качестве основы бурового раствора. В дальнейшем планируется детальное изучение минералогического состава каждой группы и разработка методов активации глинистого материала.

Литература

1. Котельников Д.Д., Конохов А.И. Глинистые минералы осадочных пород. – М: Недра, 1986. – 247 с.
2. Сергеева А.В., Наумов А.В., Рычагов С.Н., Чернов М.С. Структурная вода в гидротермальных глинах Нижне-Кошелевской термоаномалии (Южная Камчатка) по данным инфракрасной спектроскопии // Вестник ВГУ: серия геология. – 2012. - № 2. – С. 61-68.
3. Madejova J. FTIR techniques in clay mineral studies // Vibrational Spectroscopy. – 2003. – V. 31. – С. 1–10.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКТИВНО-РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ
БУРОВОГО РАСТВОРА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЕГО ОЧИСТКИ**

А.В. Селезнев, А.А. Татринцев

Научный руководитель: доцент И.А. Пахлян

**Армавирский механико-технологический институт (филиал) Кубанского государственного
технологического университета, г. Армавир, Россия**

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения: уменьшается скорость бурения, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластowymi газами, возникает риск появления катастрофических поглощений и открытых фонтанов. Известны различные способы дегазации: механическое разделение жидкой и газообразной фаз, химические способы, вакуумный способ. Способ дегазации выбирается в зависимости от требуемой степени дегазации жидкости, производительности дегазационной установки и других технических и экономических факторов.

Наша работа посвящена совершенствованию конструктивно-режимных параметров дегазации буровых растворов в процессе их приготовления, а также улучшению процессов гомогенизации и диспергации растворов.

Для исследований был выполнен обзор существующих типов дегазаторов, использование которых по экономическим, технологическим соображениям приемлемо в процессах приготовления растворов. Среди российских и зарубежных конструкций опубликованных в открытых источниках, были выбраны для исследования следующие конструкции: винтовой дегазатор, штуцерный дегазатор циклонного типа, дегазатор «Rotary jet» фирмы «Налибуртон».[1]

Для выполнения достоверных лабораторных испытаний была создана модель автономного блока приготовления растворов с соответствии с теорией моделирования обеспечивающей условия силового геометрического и гидродинамического подобия, а именно равенство скоростей на модели и натуре: скорости жидкости затворения из насадки смесителя, скорости воздушного потока в всасывающей линии пневмотранспорта, скорости потока на выходе из смесителя и входа в дегазатор, равенство действующих перепадов давления и др. Схема разработанной установки представлена на рисунке 1.

Центробежным насосом 9 отбирается жидкость затворения из 1-го отсека емкости, далее по нагнетательной линии транспортируется на рабочую насадку гидроэжекторного смесителя. Порошкообразный материал из загрузочной воронки 10 поступает по всасывающей линии 5 в камеру смешения гидроэжекторного смесителя. Порошок, вода и воздух перемешиваются в камере смешения 4 и транспортируются в исследуемый дегазатор 2, а после чего во второй отсек емкости 1. Выкид смесителя оснащен отводом 3 для отбора проб приготавливаемого раствора до дегазатора. Пробу дегазированного раствора отбирались непосредственно после дегазатора. Нагнетательная линия от насоса оснащена регулирующей задвижкой 7, которой фиксируют расход жидкости затворения, по манометру 6 осуществляют контроль за выходом технологических параметров: расхода жидкости затворения, давления на насадке и соответственно коэффициента эжекции по порошкообразному материалу, на заданные значения. Счетчиком расхода воды СГВ-32 8 измеряли количество жидкости.[3]

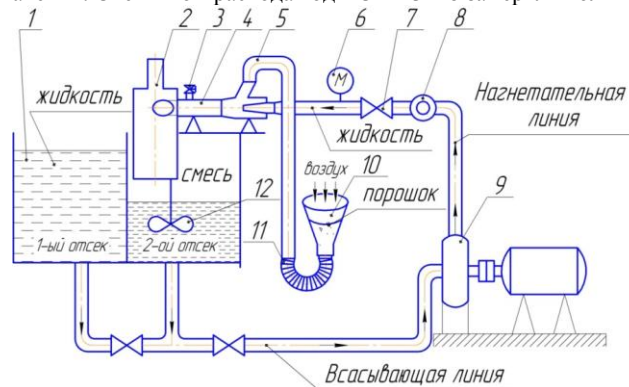


Рис.1 Технологическая схема экспериментальной установки

Испытания проводились на глинистом растворе, который впоследствии утяжеляли порошкообразным баритом. Газосодержание раствора на входе в дегазатор $C_{Г}$ и на выходе из дегазатора $C'_{Г}$ определялось путем замера плотности ареометром АБР-1 с дальнейшим подсчетом по формулам

$$C_{Г} = \frac{\rho_{И} - \rho_{Г}}{\rho_{Н}} \quad \text{и} \quad C'_{Г} = \frac{\rho_{И} - \rho_{Д}}{\rho_{Н}},$$

где $C_{Г}$, $C'_{Г}$ - объемное газосодержание раствора на входе и выходе из дегазатора, соответственно, %; $\rho_{Н}$ - истинная плотность негазированного раствора; $\rho_{Г}$ - плотность газированного раствора на входе в дегазатор; $\rho_{Д}$ - плотность дегазированного раствора на выходе из дегазатора.

Подробный анализ результатов экспериментов позволил установить следующее: 1. С увеличением скорости выхода струи из насадки гидроэжекторного смесителя количество попутно подсосываемого воздуха увеличивается. 2. Дегазатор «Rotary jet» крайне неудовлетворительно удаляет попутно поступающий воздух в системах приготовления буровых растворов с использованием питательного насоса низкого давления. 3. Эффективность очистки раствора от газа увеличивается в штуцерном и винтовом дегазаторах с увеличением скорости входной струи. Это свидетельствует о существенном влиянии на разделение фаз центробежных сил, возрастающих с увеличением скорости потока. Но корпус данных дегазаторов выполнен цилиндрическим, что уменьшает степень завихренности потока раствора, и провоцирует выпадение дисперсной фазы раствора на дно дегазаторов. [2]

По результатам исследований была предложена конструкция дегазатора-диспергатора циклонного типа, который успешно прошел испытания на экспериментальной установке показав преимущество перед имеющимися аналогами по всем параметрам, в исследуемом диапазоне скоростей входящего бурового раствора остаточное газосодержание не превышало 2%. Схема дегазатора представлена на рисунке 2.

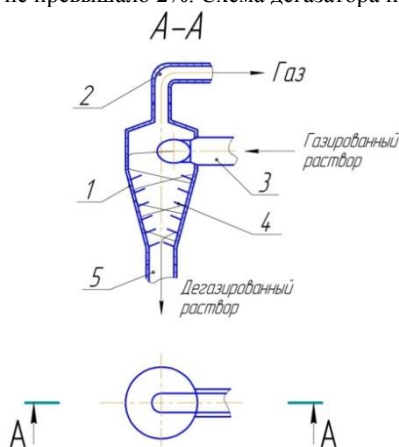


Рис.2 Диспергатор-дегазатор циклонного типа

Технический результат достигается за счет того, что корпус разработанного диспергатора-дегазатора циклонного типа выполнен конусным, что увеличивает степень завихренности струи, величину центробежных сил, что позволяет интенсивнее отжимать тяжелые частицы раствора к стенкам диспергатора-дегазатора циклонного типа, после чего сбрасывать в осреднительную емкость готовый раствор, а легкие газовые фракции по центральному каналу направлять в атмосферу. Кроме того, внутри корпус диспергатора-дегазатора циклонного типа оснащен металлическими «решечками», что дополнительно позволяет диспергировать твердую дисперсную фазу бурового раствора.

Таким образом, дегазация приготавливаемого раствора способствует предупреждению переутяжеления раствора. Разработанный диспергатор-дегазатор циклонного типа эффективно работает в составе автономного блока приготовления буровых промывочных и тампонажных растворов, который комплектуется питательным насосом низкого давления. Эффективность его использования подтверждает актом внедрения ООО «Гидронефтемаш», организацией осуществляющей капитальный ремонт нефтяных, газовых и артезианских скважин.

Литература

1. Будников В.Ф., Булатов А.И., Михайленко Ю.Г. Зарубежные конструкции смесительных устройств для затворения тампонажных растворов // Труды РИА, КГТУ и НТЦ ООО «Кубаньгазпром»/ Краснодар, 2003. – Вып. 18. – С. 338-342.
2. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябенко В.И. Технология промывки скважин. – М.: Недра, 1981 – 301 с.
3. Мищенко В.И., Картунов А.В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов. – Краснодар: Изд-во «Арт Пресс», 2008. – 336 с.
4. Пахлян И.А. Моделирование технологических процессов с использованием эжекторных газожидкостных смесителей // Современные технико-технологические решения в области бурения и капитального ремонта скважин. – Краснодар, 2007. – Вып. 16. – С. 180–188.
5. Пахлян И.А. Исследование гидроэжекторных смесителей, модернизация их конструкций и совершенствование технологии приготовления буровых промывочных и тампонажных растворов. Дисс. ... канд. техн. наук. – Краснодар, 2010.

ЗАВИСИМОСТЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ БУРЕНИЕМ ОТ КОМБИНАЦИИ ВЫБРАННЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА

А.Д. Солодкин, А.В. Епихин

Научный руководитель: ассистент А.В. Епихин

Томский национальный исследовательский политехнический университет, г. Томск, Россия

Потребности человечества в углеводородном сырье, отсутствие надежной альтернативы нефти и газу как энергетическому ресурсу требуют совершенствования технологий по извлечению разведанных запасов. Правильно выбранные параметры режима бурения и уровень эффективности работы породоразрушающего инструмента существенно влияют на механическую скорость бурения, снижают время строительства скважины и ее стоимость.

К основным параметрам режима бурения относятся: частота вращения долота, осевая нагрузка на долото, расход бурового раствора. Оптимальным (рациональным) режимом бурения называется сочетание основных параметров, при котором получаются наиболее высокие количественные и качественные показатели бурения. Правильный выбор рациональной частоты вращения, так же как и выбор осевой нагрузки на долото, должен основываться на знании и учете физико-механических и технологических свойств горных пород.

Моделированию расчету параметров режима бурения уделяется пристальное внимание при производстве буровых работ. Учеными были получены теоретические и эмпирические зависимости механической скорости, как одного из ключевых показателей эффективности бурения, от отдельных параметров режима бурения.

Целью данной работы является анализ уже известных зависимостей и закономерностей для отдельных параметров режима бурения с формированием выводов о возможном виде математической модели, характеризующей их совместное влияние на механическую скорость бурения. Результатом работы должна стать номограмма проектирования параметров режима бурения для заданных условий бурения.

Влияние частоты вращения долота

Известно, что, увеличение частоты вращения долота приводит к росту механической скорости проходки. Но при определенном значении частоты вращения (критическая) темп прироста механической скорости снижается и стремится к нулю.

Каждому из класса пород (хрупких, пластично-хрупких и пластичных) принадлежат свои критические величины частот вращения долота, превышение значения которых вызывает уменьшение механической скорости проходки. Нужно иметь в виду, что увеличение частоты вращения шарошечного породоразрушающего инструмента снижает долговечность его работы из-за быстрого износа опор и уменьшает проходку за рейс долота [1].

Особенно интересна динамика работы шарошечного долота при увеличении частоты вращения долота. При изменении частоты вращения долота изменяется количество поражений забоя зубками шарошечного долота. При меньших ее значениях интервал времени, когда трещина, появляющаяся при вдавлении зубка, остаётся раскрытой в породе, достаточен для того, чтобы в нее проник буровой раствор (либо его фильтрат). Давления, действующие на частицу снизу и сверху практически сравниваются и после того как произошел отрыв зубка от породы трещина сомкнуться не может. В этом случае отрыв сколотой частицы от забоя и ее удаление облегчаются. При повышении частоты вращения уменьшается временной интервал, в течение которого раскрыта трещина, и её может заполнить фильтрат. Если же этот интервал будет слишком мал, то в трещину фильтрат проникнуть не успеет, после отрыва зубка шарошки от породы трещина сомкнется, а угнетающее давление будет удерживать частицу и препятствовать удалению её с забоя. Поэтому причина забое будет сохраняться слой сколотых, но не удалённых частиц. Этот слой называется шламовой подушкой, которая будет вторично измельчаться вооружением, способствуя снижению механической скорости бурения [2].

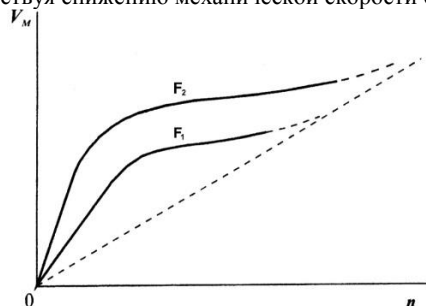


Рис. 1. Общий вид зависимости $V_m = f(n)$ при различных осевых усилиях ($F_2 > F_1$)

Известно, что при одновременном увеличении частоты вращения и осевой нагрузки – значение критической частоты будет увеличиваться до некоторого порогового значения (см. рис. 1). При увеличении осевой нагрузки выход на критическое значение частоты вращения обеспечивается раньше, что подтверждает невозможность постоянного одновременного увеличения этих двух параметров для повышения эффективности разрушения. Кроме того, частота вращения долота ограничивается технически: стойкостью долота и его опор (для шарошечных долот), максимально возможными диапазонами частот вращения ротора и забойных двигателей.

Влияние осевой нагрузки

Отечественные и зарубежные авторы характеризуют влияние осевой нагрузки на механическую скорость в виде графика, отражающего качественную сторону процесса (рис.2). На изображенной кривой выделяются три области. Первая область (I) характеризуется тем, что механическая скорость (V_m) увеличивается пропорционально увеличению удельной осевой нагрузки (P_n). Удельная нагрузка в первой области существенно меньше прочности разрушаемой породы, по этой причине процесс разрушения носит поверхностный характер. Первая область называется областью поверхностного разрушения.

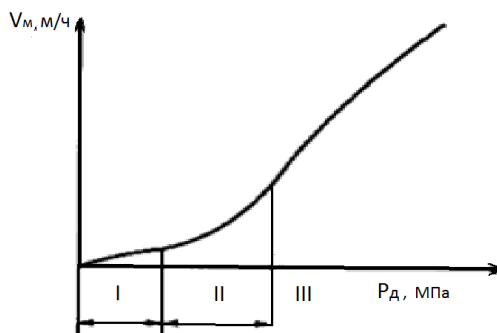


Рис.2. Зависимость механической скорости от удельной осевой нагрузки [1]

Во II области механическая скорость также увеличивается с ростом удельной осевой нагрузки, но в этом случае механическая скорость увеличивается быстрее, чем растет создаваемая нагрузка на долото. Породы в данной области разрушаются при удельной нагрузке, которая меньше твердости разрушаемой породы, но уже близка к ней. Вторая область условно называется областью усталостного разрушения. Удельная осевая нагрузка будет соответствовать твердости разрушаемой породы на границе второй и третьей областей. В третьей области процесс разрушения будет носить объемный характер. Область III называется областью объемного или нормального разрушения [1].

Известно, что с последующим увеличением осевой нагрузки на долото величина механической скорости будет снижаться. Чаще всего это связывают с ухудшением очистки забоя (предполагается, что расход промывочной жидкости и частота вращения инструмента поддерживаются на одинаковом уровне), образованием шламовой подушки и переизмельчением шлама. Следовательно, при постоянном увеличении качества очистки забоя можно ждать закономерного роста механической скорости бурения.

Естественно, что на величину механической скорости при увеличении осевой нагрузки существенно влияет тип разрушаемой горной породы (см. рис.3). Анализ графика позволяет утверждать, что темп изменения кривой тем ниже, чем прочнее разрушаемая порода, поскольку нагрузка, требуемая для объемного разрушения (см. рис. 2., область II) данных пород прямо пропорциональна их твердости.

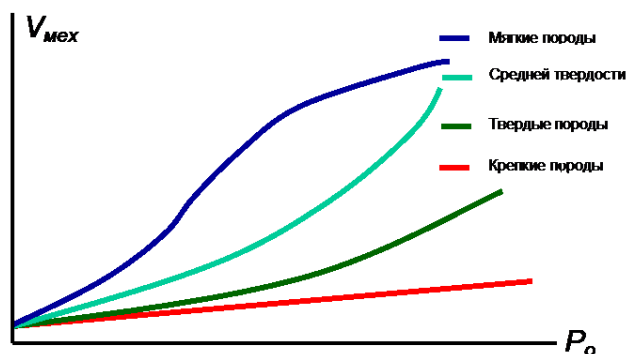


Рис.3. Зависимость механической скорости от величины осевой нагрузки при разрушении различных категорий горных пород [3]

Важна взаимосвязь между осевой нагрузкой на долото и механической скоростью на различных частотах вращения. Как показали эмпирические исследования и теория разрушения горной породы (условия для обеспечения нормального разрушения), темп прироста механической скорости при увеличении осевой нагрузки тем выше, чем большая частота вращения долота обеспечивается (см. рис.4). Важно отметить, что данное условие закономерно, но ограничивается техническими возможностями (как было подчеркнуто выше) инструмента, силового привода и условиями их эксплуатации.

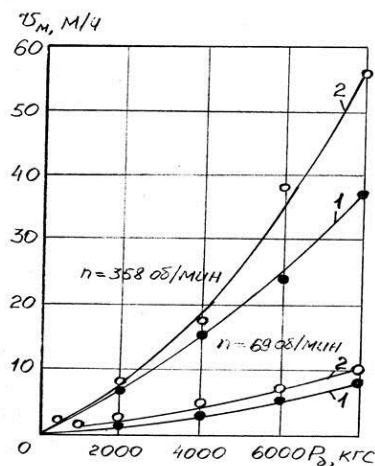


Рис. 4. Изменение механической скорости бурения в зависимости от осевой нагрузки при бурении мрамора: 1 – серийные шарошечные долота с фрезерованными зубьями; 2 – дисковое долото. [4]

Влияние расхода промывочной жидкости

Постоянная циркуляция промывочной жидкости в процессе бурения должна обеспечивать чистоту ствола скважины и забоя, охлаждение долота, способствовать эффективному разрушению породы, предупреждать осложнения. На рис.5 изображена графическая зависимость влияния расхода буровой жидкости на механическую скорость бурения.

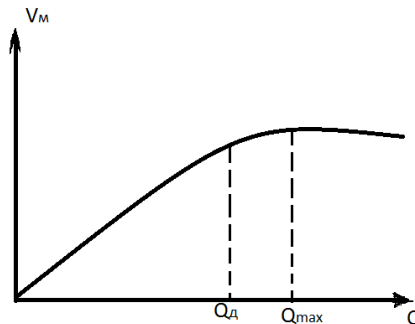


Рис.5. Зависимость механической скорости бурения от расхода бурового раствора

Согласно графику, при неизменной частоте вращения долота и осевой нагрузке с ростом секундного расхода бурового раствора очистка забоя улучшается и увеличивается механическая скорость бурения. Но рост расхода раствора эффективно до тех пор пока величина расхода не достигнет пикового значения Q_d , которое можно назвать – эффективным расходом. При величине расхода Q_{max} – механическая скорость бурения стабилизируется. Значение Q_d зависит от удельной осевой нагрузки, конструкции долота, схемы очистки забоя, характеристик породы, частоты вращения долота и свойств промывочной жидкости. При дальнейшем увеличении расхода появится преобладание повышения потерь напора на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве.

Кроме того, при истечении из насадок долота промывочной жидкости возрастает давление на забой. Это является причиной увеличения угнетающего давления на разрушенную горную породу на забое. Кроме того, динамическое воздействие струй на забой приведет к их отражению и противодействию на долото, обеспечив снижение осевой нагрузки. В совокупности это приведет к снижению механической скорости [3].

Взаимосвязь между параметрами режима бурения

Параметры режима бурения (осевая нагрузка, частота вращения долота, расход промывочной жидкости) при роторном бурении не зависят друг от друга при регулировании. Поэтому в процессе бурения их можно изменять независимо. Данный факт является большим преимуществом бурения роторным способом. Но так же присутствует связь между параметрами режима бурения и это нужно понимать: рост осевой нагрузки, например, способствует увеличению эффективности разрушения горной породы и требует роста расхода бурового раствора.

При турбинном способе бурения основным параметром бурения становится интенсивность промывки, потому что изменение данного параметра влечет за собой изменение частоты вращения долота и осевой нагрузки. Действительно, расход бурового раствора должен быть достаточен для того, чтобы гидравлический забойный двигатель мог развивать момент, необходимый для вращения долота при заданном значении осевой

нагрузки. Увеличение осевой нагрузки вызывает увеличение момента M_d , при этом величина частоты вращения долота уменьшается.

С другой стороны, для постоянного роста механической скорости бурения требуется постоянное увеличение всех параметров режима бурения. Соотношения между их величинами должно учитывать тип разрушаемой горной породы, свойства и состав бурового раствора (рис.6). С другой стороны, верхний предел возможной механической скорости задается уровнем технических возможностей силового привода и пределы возможной эксплуатации бурового оборудования (турбобур, долото).

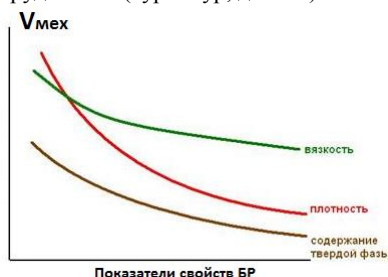


Рис. 6. Зависимость механической скорости бурения от изменения показателей свойств бурового раствора

Практика буровых работ показала, что невозможно заранее рассчитать абсолютно точно и установить величины параметров бурения для проходки одинаково эффективной проходки заданного интервала. Это обусловлено разнообразием условия проходки скважин и наличием множества переменных, от которых зависят показатели бурения. В процессе бурения приходится корректировать расчетные параметры в конкретных условиях. Корректировка параметров режима бурения зависит от способностей бурильщика и его квалификации, поэтому требует высоких временных издержек.

Для сведения к минимуму влияния человеческого фактора на процесс регулирования параметров режима бурения, а также для ускорения принятия решений, разработаны и используются устройства управления буровыми операциями с помощью электронных вычислительных машин. Исходные данные, необходимые для оценки, электронные вычислительные машины получают от датчиков и аппаратуры, размещенных в различных пунктах буровой установки. Полученная информация обрабатывается и ЭВМ выдает: оптимальное значение величины нагрузки на долото, прогноз проходки на долото до его износа, оптимальное значение частоты вращения долота, прогноз времени работы долота до его износа и другие рекомендации [1]. Но в основе данных ЭВМ заложены стандартные теоретические зависимости, которые не в полной мере учитывают взаимосвязь между параметрами режима бурения в разрушении, влияние категории буримости разрушаемой горной породы и технические возможности бурового оборудования. В связи с этим, проблема проектирования параметров режима бурения для конкретных горно-геологических и технико-технологических условий остается актуальной и в настоящее время.

Литература

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин // Издательский центр «Академия». — 2003. — 352 с.
2. Neftrossia.ru [Electronic resource]. Влияние частоты вращения долота. Влияние расхода бурового раствора. — URL: <http://neftrossia.ru/vlijanie-chastoty-vrashhenija-dolota/>. — (Usedate: 14.02.2014).
3. Lib.rushkolnik.ru [Electronic resource]. Влияние режимных параметров на показатели бурения. — URL: <http://lib.rushkolnik.ru/text/22398/index-1.html?page=3>. — (Usage date: 17.02.2014).
4. Vunivere.ru [Electronic resource]. Исследование буровых долот с дисковыми и зубчато-дисковыми шарошками. — URL: <http://vunivere.ru/work15821/page3>. — (Usedate: 17.02.2014).

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД НА ВЕЛИЧИНУ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СОЧЕТАНИЯХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ И МЕХАНИЗМАХ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Д.С. Танаков, В.В. Ли

Научный руководитель: ассистент А.В.Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс разрушения горной породы является базовым при сооружении скважины. Количественной характеристикой его эффективности является величина механической скорости бурения. Известно, что процесс бурения – многофакторный, а механическая скорость будет зависеть от целого перечня показателей, которые в общем виде можно классифицировать следующим образом:

- горно-геологические (физико-механические свойства горных пород в разрезе, интервалы насыщенных пород, градиенты давлений по разрезу);
- технологические (параметры режима бурения, профиль скважины, способ бурения);

- технические (комплектность и эксплуатационные характеристики бурового оборудования, тип долота).

Традиционно достижение оптимальной механической скорости бурения определяется следующей последовательностью действий:

- проектирование параметров режима бурения, исходя из технических возможностей заказчика и горно-геологических условий (часто используются значения, полученные по опыту уже пробуренных скважин на данном кусте/площади/месторождении);

- корректировка параметров режима бурения по согласованию с инженерным составом заказчика, на которую накладываются конкретные условия по наличию оборудования на буровой и опыт уже сооруженных скважин);

- корректировка параметров режима бурения, базирующаяся на опыте и профессионализме бурильщика, а также показаниях станций геолого-технической информации.

Анализируя предложенный алгоритм легко прийти к выводу, что серьезное влияние на подбор условий достижения оптимальной механической скорости оказывает человеческий фактор и принятие за основу опыта уже пробуренных скважин. Это рано или поздно приводит к снижению эффективности процесса сооружения скважины.

Во-первых, любая скважина – это уникальный строительный объект, который сооружается в неповторимых условиях. Во-вторых, при установке параметров режима бурения человеком ключевой задачей является увеличение механической скорости бурения, которая часто не учитывает оптимальные эксплуатационные характеристики, техническое состояние используемого оборудования и опасность возникновения осложнений. Таким образом, при локальном увеличении механической скорости в дальнейшем можно получить преждевременный выход из строя оборудования и различные осложнения, ликвидация которых компенсирует полученную ранее эффективность.

Следовательно, особую актуальность получает направление, связанное с моделированием технологических процессов в бурении. Возможность «предсказывать» разрушение горных пород, умело сочетать основные факторы процесса бурения и горно-геологические условия – это залог высокого коэффициента полезного действия процесса. Задача исследования состоит в том, чтобы построить модель, на основании которой можно будет прогнозировать дальнейшие процессы бурения. Суть моделирования динамических процессов в нелинейной науке сводится к решению задач на базе трех последовательных действий: модель – алгоритм – программа [1].

Известно, что эффективность процесса бурения определяется целым комплексом свойств разрабатываемых пород, а также характеристиками техники и технологии разрушения [2]. Также существенное влияние оказывает принцип взаимодействия породоразрушающего элемента и разрабатываемого массива. Воздвиженский Б.И. [3] доказал, что не существует общего показателя разрушаемости, пригодного для характеристики горных пород применительно ко всем способам бурения. Так, различные породы могут находиться в различных категориях шкалы буримости в зависимости от многих факторов: глубины скважины, способа бурения и др. Создание комплексных критериев свойств горной породы и классификации для каждого отдельного случая не позволит получить высокие показатели эффективности при практическом применении. Поэтому лучше всего зарекомендовали те критерии, в которых комплексно обобщаются и учитываются характеристики процесса разрушения и свойства самих горных пород.

Например, один из вариантов представления эффективности разрушения через соотношение двух характеристик: интенсивности разрушения P , которая определяется техникой и технологией процесса, и комплексного показателя свойств горных пород W , который характеризует трудность их разрушения [4]. Учитывая, что эффективность процесса разрушения увеличивается с ростом P и уменьшением W , то ее показатель можно представить в следующем виде (1):

$$K_p = \frac{P}{W} \quad (1)$$

Характеристика P определяется затратами энергии на разрушение горной породы и перемещение разрушенной массы. Эффективность первой составляющей принимается пропорционально интенсивности процесса. А второе, то есть перемещение разрушенной породы, зависит от их объемной массы. Каждый конкретный способ разрушения приобретает свой отдельный критерий эффективности бурения. Определенное содержание критерия зависит от поставленной цели исследования. Для механического разрушения горных пород такими целями могут быть повышение производительности процесса, снижение износа и затупления инструмента и др.

Анализируя закономерности способов разрушения нетрудно заметить, что эффективность самого процесса определяется в первую очередь свойствами горных пород. Теория и практика наглядно показывают, что скорость бурения обратно пропорциональна прочности пород [5] (2):

$$V_{бур} \sim \frac{1}{[\sigma]^n} \quad (2)$$

Для различных способов бурения показатель степени n изменяется от 0,5 до 2. В качестве прочностной характеристики в расчетных формулах часто используют коэффициент крепости, прочность при растяжении, сжатии, сдвиге или их обобщенную характеристику. Помимо этого на удаление шлама требуются дополнительные затраты энергии, что требует учета объемного веса горных пород. На основе этого анализа академиком Ржевским В.В. [6] предложен показатель относительной трудности бурения, где A и B – коэффициенты, введенные из соображений размерности (3):

$$P_6 = A \cdot (\sigma_{сж} + \tau_{сдв} + B \cdot \gamma) \quad (3)$$

Считается, что скорость бурения обратно пропорциональна величине показателя L_b , но применительно к современным установкам ударного бурения это справедливо только для пород средней крепости и выше. В слабых трещиноватых породах энергия удара расходуется на измельчение породы и эффективность бурения сильно падает. Однако при вращательном бурении показатель L_b вполне может являться адекватной оценкой процесса только для горных пород невысокой крепости. В прочных породах объемное разрушение почти прекращается, и вооружение долота начинает переходить в режим истирания, который мало зависит от прочности пород. Исходя из всего этого, данный показатель нельзя использовать для расчета параметров конкретных способов бурения, но он весьма полезен для относительной оценки различных пород по сопротивляемости разрушению [7].

Кроме того, важно определить свойства горных пород, которые могут в значительной степени повлиять на механическую скорость бурения.

- **Буровая пористость.** Буровая пористость – это пористость, значение которой получено по данным процесса бурения. Она не является полным эквивалентом пористости, полученной по керну (шламу), хотя в ряде случаев их значения близки. Анализ зависимости буровой пористости от величины удельной работы разрушения показывает, что она близка к логарифмической или степенной зависимости для различных категорий горных пород [8].

- **Упругие свойства горных пород.** В общем случае горные породы не соответствуют модели упругого тела. Так, на вид зависимости напряжений от деформации влияет скорость нагружения. Именно поэтому нужно помнить, что определение показателей упругих свойств горных пород не означает, что горные породы – идеально упругие тела, а преследует цель оценить проявление упругих свойств в более сложной модели тела при стандартных методах испытания. Для минералов и некоторых горных пород зависимость нагрузки от перемещения при деформации линейная, то есть выполняется закон Гука и в этом случае можно определить модуль упругости по формуле [9]:

$$E_{сж} = \frac{\Delta P \cdot l}{F \cdot \Delta l} \quad (4)$$

где F – начальная площадь поперечного сечения образца, Δl – изменение длины образца, соответствующее изменению нагрузки на величину ΔP .

Если же кривизна значительна, то график нагрузка – растяжение разбивают на ряд участков с одинаковым шагом по нагрузке. По участкам значение модуля также определяется из вышеуказанного выражения, а среднее значение по формуле:

$$E = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n E_i \quad (5)$$

Установлено, что при прочих равных одинаковых условиях повышение песчаности породы ведет к увеличению ее модуля Юнга. Для глинистых сланцев модуль Юнга возрастает по мере увеличения их карбонатности. Значительно влияют на величину E состав и строение цементирующего вещества у обломочных горных пород. Так, песчаники с карбонатным цементом обладают большим модулем Юнга, чем те, которые имеют глинистый цемент. При прочих равных условиях с увеличением влажности пород модуль Юнга уменьшается.

Модуль Юнга является одной из характеристик прочности горных пород, следовательно, его уменьшение приведет к уменьшению эффективности разрушения, а значит механической скорости бурения.

- **Прочностные характеристики горных пород.** Любые исследования эффективности разрушения горных пород строятся на оценке прочностных характеристик. Поэтому большинство математических моделей, описывающих эффективность процесса разрушения, представлены в виде зависимостей механической скорости бурения от прочности, твердости, буримости горных пород. При прочих равных условиях, чем выше прочностные свойства и характеристики пород, тем меньше эффективность их разрушения, а значит механическая скорость бурения (см. рис. 1).

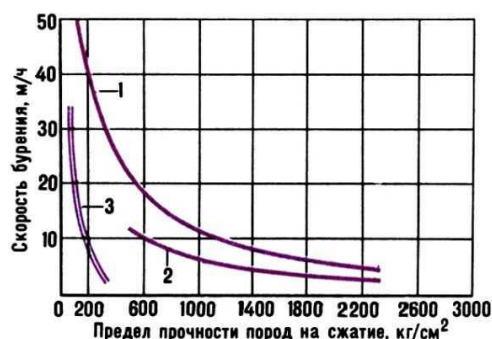


Рис. 1. Зависимость механической скорости бурения от значения прочностных характеристик горных пород для: 1 – бурения шарошечными долотами, 2 – ударного бурения, 3 – бурения лопастными долотами.

- **Абразивность.** Абразивность – это способность горной породы изнашивать породоразрушающий инструмент, воздействующий на нее. Прямой зависимости между величиной абразивности и механической скоростью бурения нет, но если рассматривать процесс разрушения как комплексный процесс, то ее влияние очевидно. При неверном планировании параметров режима бурения при заданном уровне абразивности массива

резко возрастет степень износа породоразрушающего инструмента. Это снизит эффективность работы инструмента, следовательно, и механическую скорость бурения.

Обобщающей характеристикой физико-механических свойств горных пород является категория их буримости [11], которая характеризуется либо как способность горной породы сопротивляться разрушению, либо как интенсивность сооружения горной выработки в массиве горных пород. В общем виде она объединяет в себе прочностные показатели горных пород, величину абразивности и практический опыт разрушения данных пород. Категории буримости не имеют универсального вида, а зависят от типа (механизма) разрушения, благодаря чему они классифицируются [12]:

- для вращательного механического бурения на двенадцать категорий;
- для вращательного бурения шнеками на шесть категорий;
- для ударного механического бурения на семь категорий;
- для ударного механического бурения при разведке россыпных месторождений на шесть категорий;
- для ручного ударно-вращательного бурения на шесть категорий.

Исходя из этой классификации, сделан вывод, что при проектировании режима бурения важно учитывать не только буримость горных пород, являющуюся обобщенным показателем ее физико-механических свойств, но и механизм разрушения. Практика бурения показала, что для определенных горно-геологических условий бурения можно рекомендовать использование конкретного породоразрушающего инструмента, как наиболее эффективного. Например, в мягких пластичных горных породах наиболее эффективным механизмом разрушения является резание. Для средних и твердых пород наиболее подходит дробящий или дробяще-скалывающий механизм. Для крепких и очень крепких горных пород, особенно, обладающих высокой абразивностью – истирающе-режущий механизм разрушения.

Встречаются такие категории породоразрушающих инструментов, которые с высокой эффективностью разрушают различные по буримости категории горных пород. Но представление в качестве цели высокой механической скорости в данном случае не позволяет оценить качество процесса проводки ствола в целом. Важно помнить о необходимости снижения износа породоразрушающего инструмента, обеспечения ему таких условий работы, которые бы являлись профилактикой аварийных ситуаций. Следовательно, правильный подбор типа породоразрушающего инструмента для конкретных горно-геологических и технологических условий – залог поддержания высокой эффективности бурения и стабильной работы инструмента на протяжении длительного времени.

Логично, что заданный интервал бурения может быть сложен различными по типу и физико-механическим свойствам горных пород. Закономерна ситуация, основанная на закономерностях разрушения горных пород различными механизмами, при которой для сооружения одного технологического интервала потребуются использование нескольких различных породоразрушающих инструментов. Не смотря на то, что такой подход теоретически учитывает особенности разрушения различных пород по буримости и оптимальные технические подходы для его обеспечения, его реализация не позволит повысить эффективность бурения в целом, поскольку потребует множества спускоподъемных операций и технологических простоев. Таким образом, достижение максимально эффективного разрушения техническими характеристиками долота, снижение его износа и учет физико-механических свойств горных пород при разрушении не является панацеей. Следовательно, ключевым связующим звеном, призванным обеспечить максимально эффективное разрушение породы и поддержание высокого технического состояния оборудования, является технология бурения или совокупность параметров режима бурения. Именно оптимальный баланс параметров режима бурения, их регистрация и контроль в забойных условиях позволят поднять коэффициент полезного действия бурения до максимальной величины.

Таким образом, анализ проблемы достижения максимальной эффективности механического бурения позволяет сделать следующие выводы:

- механическая скорость бурения зависит от совокупного влияния перечня факторов: технические особенности породоразрушающего инструмента, технология и параметры режима бурения, горно-геологические условия и физико-механические свойства горных пород по разрезу;
- для каждой категории горных пород существует оптимальные: механизм разрушения, совокупность параметров режима бурения и их комбинации, правильный выбор которых является гарантом достижения высоких механических скоростей;
- чем выше пористость и влажность породы, тем выше механическая скорость бурения;
- чем выше прочностные свойства породы, ее абразивность и категория буримости, тем ниже механическая скорость бурения.

Литература

1. Белоконь Станислав Владимирович. Оперативное управление процессом бурения скважин по данным станций геолого-технологических исследований : диссертация кандидата технических наук : 25.00.15.- Москва, 2001.- 221 с.: ил. РГБ ОД, 61 02-5/474-3
2. Ситников Николай Борисович. Моделирование и оптимизация процесса бурения геологоразведочных скважин . диссертация кандидата технических наук : 05.13.07.- Екатеринбург, 2000.-350 с.
3. Воздвиженский Б.И., Мельничук И.П., Пешалов Ю.А. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. – М.: Недра, 1973. – 240с.

4. Латышев О.Г., Рыбак В.П. Критерий оценки эффективности процесса разрушения горных пород. Изв. вузов. Горный журнал. 1985. №12. С. 1-5.
5. Миндели Э.О. Разрушение горных пород. – М.: Недра, 1975. – 600с.
6. Ржевский В.В. Процессы открытых горных работ. – М.: Недра, 1974. – 520с.
7. Латышев О.Г. разрушение горных пород. – М.: Теплотехник, 2007. – 672 с.
8. Лукьянов Э.Е. Материалы компании ЗАО НПП ГА «Луч».
9. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М: Недра, 1986, - 208 с.
10. Борщевский С.В., Дрюк А.А., Сирачев А.Ж. К вопросу об увеличению водонепроницаемости монолитной бетонной крепи вертикальных стволов большого диаметра. В монографии «Новые технические решения при строительстве выработок, тампонаже и закреплении горных пород»: Монография под общ.ред. Довжикова П.Н., Рябичева В.Д. – Донецк: Норд-Пресс, 2006. – С.138-148.
11. Тангаев И. А., Буримость и взрываемость горных пород, М., 1978.
12. Mosgeonet: разведочное бурение. Специальность 130203 «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых»/Интернет-ресурс. URL: <http://www.mosgeonet.ru/library/014/> (дата обращения: 24.03.2014 г.).

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРЕИМУЩЕСТВ ВО ВЗАИМОДЕЙСТВИИ PDC–ДОЛОТА С ГРУНТОМ.

А.В. Фатеев, А.А. Слепокуров

Научный руководитель: доцент П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной работе будет рассмотрено взаимодействие долота PDC и шарошечного долота с грунтом.

Долото шарошечное (англ. roller cone bit) – это особосложные изделия, изготовленные из высококачественных сталей, твердых сплавов и других материалов, предназначены для сплошного бурения нефтяных, газовых, геологоразведочных скважин, а также скважин различного назначения в горнодобывающей промышленности, нефтегазовой отрасли и строительстве.

PDC-долота (polycrystalline diamond cutters – поликристаллические алмазные резцы) это породоразрушающий инструмент, разработанный для бурения скважин в осложненных горно-геологических условиях, а также для бурения протяженных интервалов, где проходка за один рейс является ключевой задачей для заказчика. Конструкция, разработанная для конкретных условий бурения, позволяет использовать их с различными компоновками низа бурильной колонны, для бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин [1].

Для данного исследования по сравнению двух типов долот, шарошечного и PDC, выбираются, в качестве пробуриваемой породы, суглинков, как наиболее часто встречаемый грунт при буровых работах.

В качестве режущих инструментов, будут использованы шарошечное долото, а также PDC-долото режущего действия. Последнее используется при бурении рыхлых и связных пород I-IV категории по буримости, что, в свою очередь, наиболее приспособлено к бурению выбранной породы.

Для построения модели возникающих напряжений в грунте при работе долот и суглинка, необходимо задать некоторые данные по грунту:

- Коэффициент Пуассона принимается равным для грунтов: крупнообломочных – 0,27; песков и супесей – 0,30; суглинков – 0,35; глин – 0,42.

- Модули упругости выбранного материала составляют 70-180 МПа (70-100 МПа при обработке связных грунтов).

- Плотность суглинка при естественной влажности 14...19 % составляет от 1500 до 1600 кг/м³.

Мы в своем анализе приняли: коэффициент Пуассона – 0,35; модуль упругости 120; плотность грунта – 1550 кг/м³.

Учитывая эти данные, строится модель взаимодействия шарошечного долота и долота PDC с грунтом.

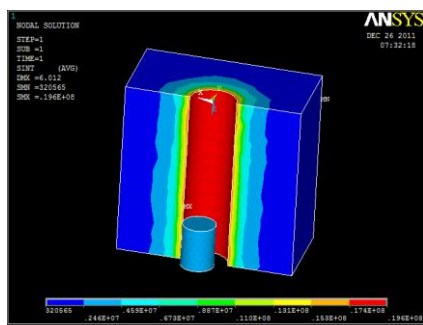


Рис. 1 Напряжения, возникающие в грунте, при работе шарошечного долота

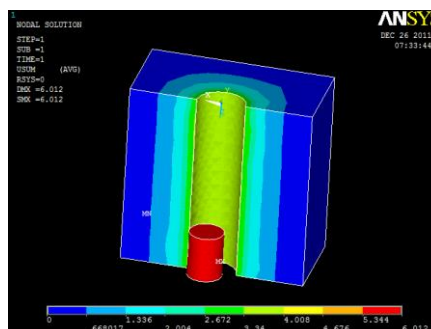


Рис.2 Напряжения, возникающие в грунте, при работе PDC долота

Цветом показана интенсивность напряжений. Сравнивая эти взаимодействия, видно как сильно различаются поведения моделей долота. По мере роста расстояния от ствола скважины напряжения в грунте уменьшаются.

Это достигается за счет применения технологии EZ-Steer и различных изменений в конструкции долота. Конструктивные особенности долот PDC [3]:

1. Спиральная лопасть долота, благодаря которой повышается конструктивная прочность и увеличивается количество зубьев, что, в свою очередь, дает более плавный режим резания, повышает эффективность бурения и улучшает управляемость долота в наклонно-направленных скважинах.

2. Установка зубков PDC на калибрующей части долота, за счет чего повышается износостойкость долота при бурении. Данная защита калибрующей части долота обеспечивает поддержание номинального диаметра скважины в течение длительного времени, в связи с чем обеспечивается более стабильная работа долота.

3. Антивибрационная защита долота. Для избавления от возникающих вибраций применяются противоударные вставки, которые восстанавливают плавный режим работы долота. Благодаря этому, повышается стабильность работы, увеличивается долговечность зубьев PDC, а также увеличивается производительность долота в целом.

4. Резцы обратной обработки. Данная конструктивная особенность позволяет резцам вступать в контакт с породой при подъеме долота, что обеспечивает более безопасное поднятие долота.

5. Опорные вставки внутреннего конуса профиля долота. Эти вставки ограничивают «врезание» долота на забое, вследствие чего ограничение врезания на забое уменьшает моментоемкость долота, и улучшает управляемость при бурении наклонно-направленных скважин.

6. Зубки предварительной деформации породы. Вторым рядом зубьев PDC разрушает целостность породы на забое, облегчая работу основных резцов. Данная особенность повышает стойкость от абразивного износа, повышает работоспособность долота в целом, а также улучшает управляемость долота при наклонно-направленном бурении.

В заключении исследования наглядно видно, что применение долота типа PDC позволит повысить скорость бурения, стабильность работы долота, тем самым увеличить срок службы бурового оборудования и уменьшить время строительства скважины [2].

Литература

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. Буровое оборудование: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 494 с.
2. Бабаян Э.В. Буровые технологии. – Краснодар: Совет. Кубань, 2009. – 896 с.
3. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Решение практических задач и освоение скважин. – Краснодар: Совет. Кубань, 2006. – 744 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ УРАЛМАШ 6000/400 ЭК-БМЧ ("АРКТИКА") В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Д.А. Харченко

Научный руководитель: М.А. Самохвалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Территория Крайнего Севера обладает колоссальными запасами углеводородного сырья, но его добыча крайне тяжела. Из-за суровых климатических условий (близкие к нулевой отметке летние температуры и отрицательные температурные среднегодовые показатели, большая территория обледенения, вечная мерзлота, очень небольшой слой сезонного оттаивания, который не превышает 70 см.) выполнение многих операций становится невозможными.

При бурении глубоких скважин в таких тяжелых атмосферных условиях есть своя специфика. Например, в буровой раствор здесь в обязательном порядке добавляют хлорид натрия, используют более вязкие глинистые растворы, чтобы укреплять стенки скважин. У цементирования скважин, пробуренных в условиях вечной мерзлоты, тоже есть своя специфика: чтобы сократить время схватывания, в цемент необходима добавка: хлорид кальция или жидкое стекло. Больших, чем в обычных условиях, затрат, требует и техника. Ее эксплуатация в условиях Крайнего Севера требует особого подхода: намного долговечнее здесь оказываются механизмы из легированных морозостойких сталей и техника с максимальным количеством полимерных узлов.

С учетом всех особенностей перечисленных выше, была сконструирована буровая установка Уралмаш 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика». «Арктика» оснащена вышкой башенного типа, верхним приводом, высокопроизводительными буровыми насосами и буровой лебедкой, циркуляционной системой большой емкости с четырехступенчатой системой очистки буровых растворов и многим другим оборудованием, определяющим современный дизайн установок. Установка полностью укрыта – от кронблока и до приемного моста, имеет систему комбинированного обогрева. Это позволяет осуществлять ее непрерывную эксплуатацию при практически любых погодных условиях. Специалисты компании «Гидросила» спроектировали и изготовили для ОАО «Уралмаш» серию гидроцилиндров (рис.1), предназначенных для выдвигания желоба и каретки и входящих в состав механизма подъемного моста буровой установки «Арктика». Основное требование для

данного типа цилиндров – их способность работать в сложных климатических условиях, от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$. В конструкции гидроцилиндров используются уплотнительные элементы, изготовленные с применением современных композитных материалов, которые обеспечивают стабильную работу и высокую износостойкость элементов в широком диапазоне температур (до -50°C) и самых сложных климатических условиях.

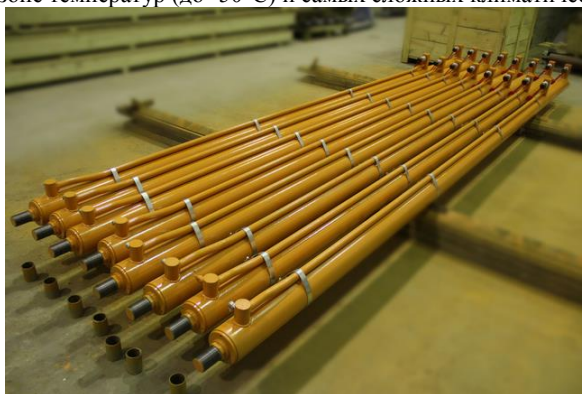


Рис.1 Гидроцилиндры с уплотнительными элементами.

Помимо специально разработанных гидроцилиндров, буровая установка максимально оснащена компьютерными технологиями, для достижения высоко качества производственной работы. Также использована модифицированная система отчистки бурового раствора, исключая загрязнение окружающей среды.

Применение буровой установки «Арктика» позволит сократить затраты буровой компании, а также создать благоприятные условия для работы сотрудников, в соответствии со всеми правилами техники безопасности. Более подробный расчет будет приведен ниже, на примере бурения скважин на полуострове Ямал.

В связи с низкими температурами на полуострове Ямал, ниже -40°C , буровые компании были вынуждены останавливать процесс бурения в соответствии с требованиями правил безопасности ведения буровых работ. Подобные остановки процесса бурения приводили к увеличению непроизводительного времени, к выходу из строя основного бурового оборудования и другим факторам, существенно увеличивающим затраты компании на проходке скважины.

Опыт различных буровых компаний показывает, что ориентировочная стоимость затрат одного часа простоя при бурении скважин в условиях Крайнего Севера составляет 30 т. рублей, включая нижеследующие финансовые потери:

1. на заработной плате буровой бригады;
2. на материалах (в т.ч. дизтопливо, тосол, масло ВМГЗ, М10ДМ, М16Г2ЦС);
3. на обслуживании энергетического хозяйства;
4. на простое СГГ;
5. на услугах пунктов горячего питания;
6. на инженерномобслуживании буровых растворов;
7. на простое технологического транспорта и спецтехники.

Для расчета общих финансовых потерь при проходке скважин на полуострове Ямал следует учесть, что в зимний период времени среднегодовое количество дней, в которые суточная температура достигает ниже -40°C , составляет 25 суток.

Учитывая полученные эти данные, можно сделать вывод, что буровые компании осуществляющие бурение скважин в условиях Крайнего Севера, ежегодно несут финансовые убытки в размере около 18 млн. рублей. Таких существенных убытков можно избежать, используя буровую установку адаптированную для бурения в условиях Крайнего Севера Уралмаш 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика».

Литература

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: изд. центр "Академия", 2006 - 352с
2. Нефтегазовое оборудование ООО «Уралмаш НГО Холдинг» [Официальный сайт]. URL <http://www.uralmash-ngo.com/> (дата обращения: 27.02.2013).
3. Горная энциклопедия [Официальный сайт]. URL <http://www.mining-enc.ru/> (дата обращения: 2.03.2013).

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПРИГОТОВЛЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ**

А. М. Хачатурян

Научный руководитель: доцент И. А. Пахляян

**Армавирский механико-технологический институт (филиал) Кубанского государственного
технологического университета, г. Армавир, Россия**

Совершенствование технологических процессов нефтегазопромыслового дела: цементирование обсадных колонн, установка цементных мостов, установка отклоняющих клиньев при забурировании боковых стволов и т.д. напрямую зависят от качества приготавливаемых тампонажных растворов.

Усовершенствование технологической операции их приготовления достигается, в том числе, за счет:

- стабильностью во времени и по объему водоцементной суспензии в процессе смешивания компонентов;

- надежностью и эффективностью функционирования оборудования для приготовления и транспортирования тампонажных растворов в скважину.

В работе предлагается исследование процесса истечения порошкообразного материала из загрузочной емкости. По результатам исследований исключается метод подачи цемента в транспортный трубопровод свободным истечением через отверстие в загрузочной емкости. Для обеспечения надлежащей производительности по цементу необходимо использовать шнековый питатель с регулируемой подачей, не зависящей от скорости истечения цемента из загрузочной емкости, выполняющий дополнительную функцию ворошения уплотняющегося цемента. Для псевдооживления портландцемента необходимо обеспечить поток через него воздуха со скоростью 2,5 м/с.

В работе так же проводились исследования гидроэжекторных смесителей (ГЭС). Технологическая функция ГЭС – выполнить затворение цемента водой посредством их смешивания в определенной пропорции и создать тампонажный раствор с заданными физическими свойствами [1, 2]. Эта функция предъявляет к ГЭС следующие требования:

- соотношение геометрических параметров ГЭС должно обеспечивать максимально возможную подачу цемента в камеру смешения при минимально возможном поступлении в нее подсосываемого воздуха;

- в ГЭС не должно возникать кризиса эжекции из-за несоответствия габаритов струи рабочей жидкости габаритам камеры смешения;

- на выходе из камеры смешения должен сохраняться гидродинамический напор, достаточный для деаэрации тампонажного раствора и его гомогенизации.

При проектировании основного геометрического размера ГЭС: отношения диаметра камеры смешения к диаметру насадки $d_{кc}/d_n$, необходимо руководствоваться условием исключения возникновения кризиса эжекции при планируемой рабочей давлении перед насадкой.

Диаметр камеры смешения $d_{кc}$ выбирается из условия, что максимальный диаметр ядра потока $d_{я,макс}$ должен в нее вписаться и поток должен касаться своей внешней поверхностью стенок камеры смешения ($d_{я,макс} \geq d_{кc}$), в противном случае «пролетающая» вдоль стенок струя не будет образовывать гидрозатвора, приемная камера будет сообщаться с атмосферой через выкид ГЭС, процесс эжектирования прекратится.

Длина камеры смешения $l_{кc}$ должна быть достаточной для завершения смешения многофазного потока.

Выполненные исследования позволили установить рациональные соотношения основных геометрических параметров гидроэжекторного смесителя с компактной струей [3].

На основе полученных аналитическим и эмпирическим путем выводов разработано ряд технических устройств, позволяющих довести до совершенства технологический процесс приготовления тампонажных растворов. На рисунке представлена технологическая схема устройства для дозированного смешивания сыпучего материала с жидкостью.

Технический результат достигается за счет того, что подача тампонажных сыпучих компонентов из загрузочной емкости под углом естественного откоса позволяет обеспечить максимальную и стабильную производительность сыпучего материала и исключить случаи завала и зависания сыпучего материала на стенках загрузочной емкости. Верхним концом шнековый питатель соединен с вакуумной камерой ГЭС, оснащенного регулятором подачи атмосферного воздуха и рабочей жидкости, а также штуцером-завихрителем потока

Устройство работает следующим образом: тампонажный материал транспортируется из загрузочной емкости 2 шнековым питателем 3, установленным в начале процесса затворения под углом к линии горизонта равным углу естественного откоса транспортируемого тампонажного материала. Интенсивность транспортирования регулируется путем регулирования скорости вращения привода 1. Питательный насос, низкого давления подает жидкость в ГЭС 6. Производительность по жидкости регулируется путем открытия регулятора подачи жидкости 7. Для равномерности подачи сыпучего материала в ГЭС 6, для придания транспортируемому сыпучему материалу свойств текучести и порозности, открывается регулятор подачи воздуха 4, который оснащен воздушным фильтром 5. Для интенсификации процесса смешивания сыпучего материала и жидкости в камере смешения ГЭС 6 установлен штуцер-завихритель потока 8. Качественно перемешанный, однородный тампонажный раствор, заданной плотности поступает в сбросной трубопровод 9.

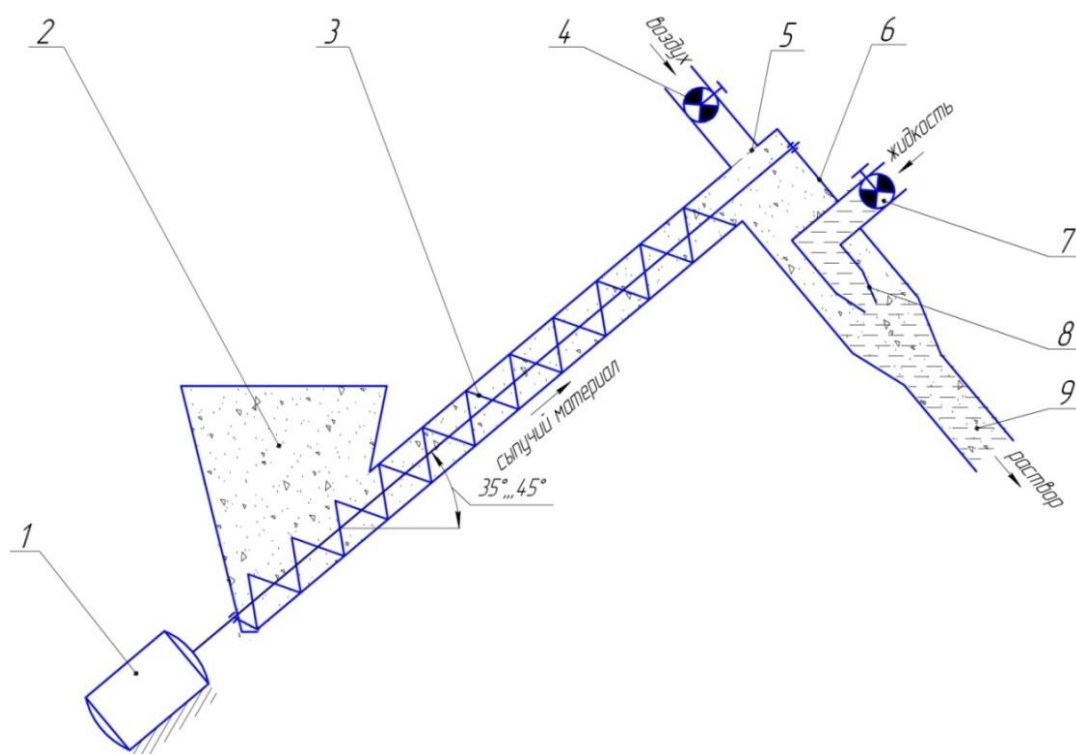


Рис. Устройство для дозированного смешивания сыпучего материала с жидкостью.

Основные выводы по работе и предложения по модернизации оборудования и усовершенствования технологии приготовления тампонажных растворов:

1) Вакуумный пневмотранспорт тампонажного цемента в ГЭС с производительностью не менее 1,5 т за минуту при использовании жидкостных насосов низкого давления (до 0,35 МПа) не может быть обеспечен при существующих технологических схемах приготовления растворов.

2) Для обеспечения надлежащей производительности по цементу необходимо использовать шнековый питатель с регулируемой подачей, не зависящей от скорости истечения цемента из загрузочной емкости, выполняющий дополнительную функцию ворошения уплотняющегося цемента.

3) Шнековый питатель должен подавать цемент на высоту установки ГЭС, что позволит обеспечить максимальную плотность поступающего в камеру смешения цементного аэрозоля.

4) Для псевдооживления портландцемента необходимо обеспечить поток через него воздуха со скоростью 2,5 м/с.

Литература

- 1 Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – М.: Недра, 1991.
- 2 Проселков Ю.М., Пахлян И.А. О модернизации гидроэжекторных смесителей на основе модельных исследований // «Нефтяное хозяйство». – М., 2010. – № 4. – с. 115–119.
- 3 Патент на изобретение № 2010124212 Гидроэжекторный смеситель/Авт. изобрет. Проселков Ю.М., Пахлян И.А. Дата поступления: 11.06.2010
- 4 Патент РФ № 123344 на полезную модель Устройство для дозированного смешивания сыпучего материала с жидкостью./авт Проселков Ю.М., Пахлян И.А., Мищенко С.В.
- 5 The catalogue of oil and gas producer's equipment of the Company "Mi Swako". Materials of the site [www. MiSwako.com](http://www.MiSwako.com), it is found 03/04/2010

ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ И КОЛТЮБИНГОВОГО КОМПЛЕКСА

А.И. Цынтарюк

Научный руководитель: ассистент Ю.А. Максимова

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многие нефтяные месторождения России и Белоруссии находятся на поздней стадии разработки, когда возрастает доля остаточной нефти и меняется структура запасов, - в залежах остаются огромные объемы трудно извлекаемой нефти.

В настоящее время на долю трудноизвлекаемых приходится 43,4% балансовых запасов республиканского унитарного предприятия «Производственное объединение Белруснефть». Из них более 90% составляют залежи с низкопроницаемыми карбонатными коллекторами. В таких условиях большое внимание необходимо уделять внедрению технологий, обеспечивающих эффективную разработку залежей с низкопроницаемыми коллекторами. В число, безусловно, перспективных в данном отношении технологий входит бурение на колтюбинге, включая бурение не депрессии, а также строительство, освоение и ремонт многозабойных скважин [2].

Добывающие скважины, эксплуатирующие залежи с низкопроницаемыми коллекторами работают с дебитами безводной нефти не более 3–5 т/сутки. Для увеличения охвата пластов вокруг таких скважин выработкой, увеличения дебита и рентабельности предлагается из основного ствола бурить в разных направлениях по 2–3 боковых ствола, что фактически преобразовывает данную скважину в многоствольную.

Реализацию данного решения начали с применением системы направленного бурения (СНБ) производства группы ФИД (фонд изобретательской деятельности) и колтюбингового комплекса (таблица 1).

Таблица 1

Состав и основные технические характеристики колтюбингового комплекса

Колтюбинговая установка МК30Т:	
- максимальное тяговое усилие инжектора, кН	360
- диаметр ГТ, мм	60,3
- допустимое максимальное давление на устье скважины, МПа	70
- скорость подачи ГТ, м/с	0,01-0,8
Насосная установка:	
- максимальное давление, МПа	70
- максимальный расход, л/с	12,5
Система очистки в составе:	
- вибросита, размер ячейки, мкм	80 – 100
- гидropескоотделители	

Анализ показывает, что для многих операций колтюбинговое бурение может быть более безопасным, быстрым и экономически высокоэффективным по сравнению с традиционным бурением. Особенно очевидны преимущества при первичном вскрытии продуктивных пластов с отрицательным дифференциальным давлением.

Проведение работ по колтюбинговому бурению требует наличия технических средств, позволяющих в режиме реального времени контролировать и управлять параметрами траектории ствола скважины, отслеживать и передавать на поверхность данные о забойных условиях работы КНБК.

Так как заявленные характеристики системы направленного бурения СНБ76М соответствовали предъявляемым требованиям к телеметрическим системам, было принято решение о применении ее в составе КНБК при отработке технологии бурения боковых стволов.

КНБК включала:

- долото типа PDC диаметром 92 мм;
- винтовой забойный двигатель ДР-73 с углом перекоса осей шпинделя 1°22';
- СНБ76М в составе:
 - переводник;
 - обратный клапан;
 - ориентатор;
 - модуль нагрузки;
 - модуль ориентации;
 - разъединитель аварийный электрический и клапан циркуляционный;
 - кран шаровой двойной;
 - быстроразъемное соединение;
 - соединитель с гибкой трубой луночного типа.

Так как СНБ предназначена для работы с кабельным каналом связи, гибкая труба была оснащена одножильным геофизическим кабелем.

Основными задачами проведения испытаний являлись оценка работоспособности СНБ и непосредственная отработка технологии бурения боковых стволов с использованием гибких труб. В результате стало возможным установить, что:

- СНБ работоспособна и позволяет управлять траекторией ствола скважины;

- необходимо уделять пристальное внимание вопросам ориентирования инструмента в условно вертикальных скважинах;
- забуривание бокового пилотного ствола роторной компоновкой должно производиться на длину колтюбинговой КНБК;
- после забуривания бокового пилотного ствола роторной компоновкой необходимо проводить дополнительные геофизические исследования пробуренного интервала для определения угловых параметров бокового ствола и литологической разности пород.

Опыт этих работ лег в основу планирования и реализации бурения боковых стволов в скважине 70 Мармовичского месторождения.

Целью данных работ является увеличение зоны дренирования низкопроницаемого пласта и, соответственно, дебита скважины путем строительства двух дополнительных коротких боковых стволов с максимальным отходом от основного ствола, эксплуатирующего целевой коллектор.

Испытания проведены в три этапа (рисунок 2). На первом подготовительном этапе в эксплуатационной колонне установили клиновой отклонитель, опираемый на мостовую пробку, с последующим вырезанием щелевидного "окна" в интервале глубин 2768–2770 м с помощью подъемного агрегата АП-80. Далее осуществлялось бурение роторной компоновкой пилотного ствола до глубины, обеспечивающей полный вход в него КНБК СНБ.

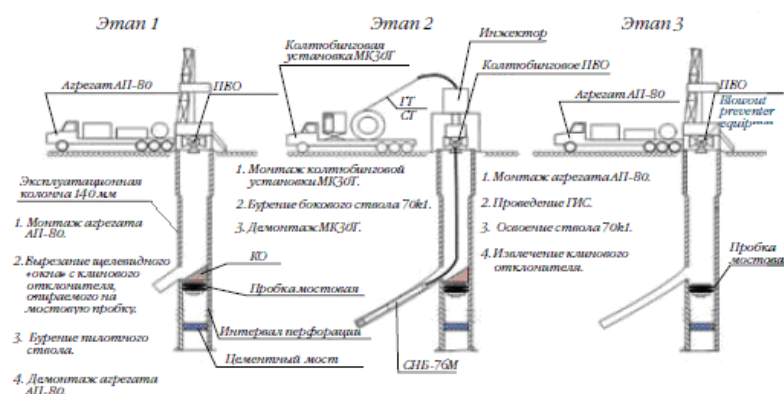


Рис. 2 Этапы проводки бокового ствола 70к1 на скважине № 70 Мармовичского месторождения

На втором этапе с помощью СНБ выполнена за один рейс проводка бокового ствола 70к1 в интервале глубин 2797 – 2860 м. Продуктивные отложения встречены в интервале глубин 2818 – 2858 м. Ориентирование производилось в направлении, обеспечивающем максимальный отход от основного ствола.

В процессе проводки бокового ствола периодически производилось сравнение показаний датчика гамма-каротажа СНБ с записью гамма-каротажа по основному стволу, по реперным пропалкам которого производилась привязка вскрываемых пород к уже известной литологии основного ствола. Геонавигационная привязка текущего расположения КНБК к геологическому разрезу основного ствола позволила с высокой степенью точности углубиться до заданной абсолютной отметки.

Режимно-технологические параметры бурения ствола 70к1 приведены в таблице 2. В соответствии с данными таблицы 2 при одинаковых режимах бурения в первом и третьем интервалах, наибольшая механическая скорость проходки достигнута в интервале бурения 2832 – 2860 м, что свидетельствует о лучших коллекторских свойствах пласта в этом интервале.

Таблица 2

Режимно-технологические параметры бурения ствола 70к1

№ интервала	Интервал бурения, м		Проходка в интервале, м	Мех. Скорость, м/ч	Осевая нагрузка, кН	Производительность насоса, л/с	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Давление нагнетания, МПа	Перепад давления на ВЗД, МПа	Давление на забое, МПа	Температура, °С
	от	до									
1	2797	2811	13,4	1	10 – 15	3,5 – 4	1030	18 – 20	4,2 – 4,8	27	45 – 47
2	2811	2832	21,5	1,1	10 – 12	3 – 3,2		14 – 16	3,6 – 4,1	27,6	47 – 49
3	2832	2860	27,5	1,9	10 – 15	4		18 – 20	4,2 – 4,6	28,1	49 – 50

В результате выполненных работ с колтюбингом и СНБ пробурено 63 м горных пород, представленных глинистыми известняками с прослоями мергелей и доломитов, со средней механической скоростью 1,3 м/ч.

Приращение зенитного угла составило 25° , азимута – 40° . Средняя интенсивность искривления ствола скважины составила $3,6^\circ/10$ м.

В процессе бурения ствола СНБ в режиме реального времени сообщает следующую информацию:

- уровень естественного гамма-излучения;
- угол доворота инструмента;
- зенитный угол;
- азимут;
- нагрузка на долото;
- давление бурового раствора на забое;
- давление на ВЗД;
- температура на забое;
- уровень вибрации КНБК.

Это значительно облегчало процесс управления траекторией ствола скважины и режимом бурения.

На третьем этапе проведены геофизические работы и гидродинамические исследования бокового ствола 70k1. В результате гидродинамических исследований установлено, что дебит безводной нефти из пробуренного ствола составляет $13,9$ м³/сут. Основной ствол скважины работал с дебитом $4\text{--}5$ т/сутки, т.е. бурение бокового ствола позволит увеличить дебит скважины более чем в два раза. После освоения ствола 70k1 был извлечен клиновой отклонитель, над первым боковым стволом установлена мостовая пробка, на которую ориентировано установлен клиновой отклонитель для вырезания окна в обсадной колонне для второго бокового ствола. Забуривание второго бокового ствола производилось аналогичным образом.

На рисунке 3 приведены проектные и фактические траектории боковых стволов 70k1 и 70k2. Наибольшая интенсивность искривления бокового ствола 70k1 составила $5^\circ/10$ м, а ствола – 70k2 $4,9^\circ/10$ м, при этом отклонение забоя бокового ствола 70k1 от основного достигло 16 м, а ствола 70k2 – 35 м.

Учитывая опыт, накопленный в процессе бурения первого ствола, удалось увеличить скорость проходки второго ствола в $1,3$ раза.

В дальнейшем, после освоения второго бокового ствола, извлечения клинового отклонителя и разбуривания двух мостовых пробок планируется совместная эксплуатация открытых боковых стволов 70k1, 70k2 и интервала перфорации основного ствола.

На данном этапе работ по результатам колтюбингового бурения многоствольной скважины уже можно констатировать:

- СНБ является работоспособной системой, под контролем которой в скважине 70 Мармовичского месторождения пробурено более 160 м горных пород;
- применение СНБ позволило:
- обеспечить проводку обоих стволов по траекториям, интенсивность искривления которых превышает проектную;
- контролировать необходимые внутрискважинные параметры;
- получать данные в режиме реального времени и оперативно управлять процессом бурения.

Стабилизация работы СНБ в составе управляемой КНБК, наличие надежных средств управления траекторией ствола скважины, а также регистрации и передачи забойных данных – все это позволяет предполагать возможность перехода в ближайшей перспективе к более прогрессивным методам вскрытия продуктивных отложений с колтюбингом: бурению и заканчиванию скважин на равновесии и депрессии.

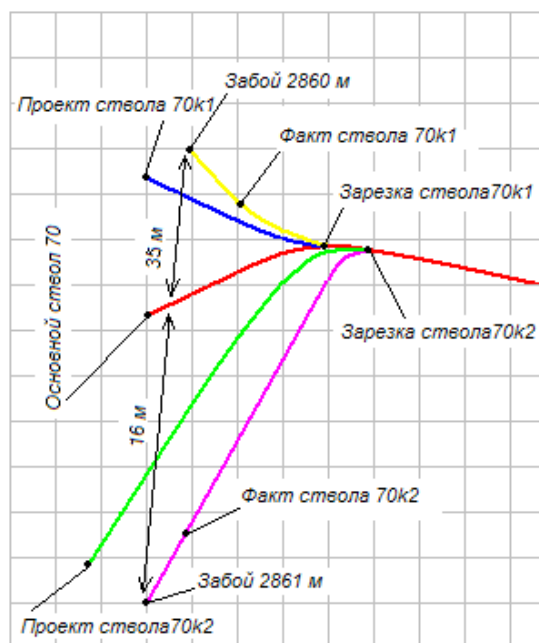


Рис. 3 Горизонтальные проекции основного и боковых стволов скважины № 70 Мармовичского месторождения

Литература

1. Бутов Ю.А. Опыт колтюбингового бурения многоствольных скважин // Оптимист «Время колтюбинга». – Москва, 2002. – №37. – С. 14 – 22.
2. Третьяков Д.Л. Развитие колтюбинговых технологий для активизации выработки трудноизвлекаемых запасов // Энерджи Пресс «Инженерная практика». – Москва, 2009. – №8. – С. 120 – 124.
3. Фонда изобретательской деятельности: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fidnov.com/> (Дата обращения: 02.11.2014). Режим доступа: свободный.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ СКОРОСТЬ**Чэнь Чэн, Пин Цинъюй**

Научный руководитель: профессор Ю.Л. Боярко

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***1. Теоретические и технические исследования способности буровых растворов повышать механическую скорость.**

1,1 Теоретический анализ влияния свойства бурового раствора на механическую скорость.

1) Зашламование долот влияет на механическую скорость

Зашламование долот значительно влияет на механическую скорость бурения. При бурении в глинистых породах часто возникает зашламование долот, приводя к понижению глубины резания долот, малоэффективному воздействию долота на породы, повторному разрушению шлама. Под высоким давлением зашламование может влиять на механическую скорость сильнее. С увеличением глубины скважин шлам обладает большей упругостью. Вследствие влияния увеличения давления способность абсорбции поверхности долот повышается, требование касательного напряжения удаления разбуренных частиц возрастает.

2) Повторное резание разрушенных пород понижает механическую скорость

Когда зубцы долота вдавли в породы и вырезали их, возникли трещины вокруг зубцов. В этот момент достаточное количество жидкости для заполнения трещин необходимо, с целью поднять обломки пород; в противном случае образуется вакуум. Люди принимают буровые растворы в качестве заполняющей жидкости. Механическая скорость пропорционально скорости заполнения трещин. Если применяли буровой раствор, который не меняет давление, позволяющее удерживать частицы шлама во взвешенном состоянии, но ускоряет процесс заполнения трещин, в таком случае механическая скорость увеличивается эффективно.

3) Изменение прочности пород влияет на механическую скорость.

Снижение прочности пород увеличивает механическую скорость. В процессе бурения прочность пород изменяется в момент контакта буровых растворов с породами. Если буровой раствор может эффективно уменьшить прочность горной породы в одно мгновение то, следовательно, механическая скорость сильно растёт. Естественно, снижение прочности не приводит к ухудшению стабильности стенки скважин.

Кроме этих точек, повышение смазываемости бурового раствора, понижение сопротивления крутящего момента и уменьшение концентрации твердой фазы могут повышать механическую скорость бурения.

1,2 Требование свойств буровых растворов, повышающих механическую скорость.

В процессе бурения глинистые частицы шлама хорошо поглощают воду и расширяются. Способность глинистых частиц набухать в воде в зависимости от 3 видов силы. Они включают в себя силу гидратации поверхности, силу гидратации проникания и капиллярное действие. Адсорбция между глинистыми частицами и ПРИ может изменять высоко энергическое состояние системы, приводя к уменьшению суммы энергии системы. Поэтому процесс адсорбции неизбежен. Такая ситуация более серьезна в высокотемпературной среде. С целью уменьшения или ликвидации адсорбции глинистых частиц на поверхности ПРИ, стенке скважин и адсорбции между шламами, необходимо изменять свойство поверхностей глинистых частиц, ПРИ и стволы скважин. Эффективный способ представляется собой добавление в буровом растворе химические реагенты (например, реагент KSZJ), которые могут адсорбировать на поверхностях частиц глины и буровых инструментов. Одновременно эти реагенты эффективно понижают напряжения поверхности инструментов и уменьшает гидрофильность их поверхностей. Изменение смачиваемости может понижать взаимную адсорбцию между частицами, ограничивать размер шлама, предупреждать восстановление разрезов. Реагенты должны обладать высокой фильтрацией, могут протекать на поверхность раздела шлама, адсорбированным на поверхности долота, изменять адсорбируемость поверхности раздела, поменять смачиваемость породы и внутренности пор. И так реагенты можно увлажнять поверхности ПРИ, уменьшать адсорбируемость, и десорбировать глины с поверхности ПРИ [1].

Под действием адсорбции реагента на поверхности породы и фильтрации в трещины, смачиваемость поверхности пород и внутренности пор изменяется, капиллярное действие пород ослабевает. Поэтому буровой раствор легко проникает в трещин, образующиеся вследствие удара долота в породу. Одновременно раствор может понижать прочность пород при мгновенном контакте с пластом, увеличить буримость пород, и в конце концов повышать механическую скорость.

2. Влияние буровых растворов на углеводородных основе на механическую скорость

2,1 Влияние буровых растворов на углеводородных основе на механическую скорость

По сравнению с растворами на водной основе, РУО имеет преимущества повышать механическую скорость бурения: стабильность свойств, оптимальную термостойкость, высокую устойчивость к загрязнению и предупреждение обвалов. Одновременно РУО имеет недостатки в повышении механической скорости.

В процессе бурения долото вклинивается в породы под воздействием давления, приводя к возникновению микротрещин в породах забоя скважин. Поскольку поверхность трещины гидрофильна, капиллярное давление поверхности жидкости ($P_c = 2\sigma \cos\theta / r$, где σ - коэффициент поверхностного натяжения, r - радиус капилляра, θ - угол смачивания) направленно наружу. В результате того, что РУО трудно протекает в трещины, возникает вакуум, в котором давление меньше стандартного атмосферного давления. Таким образом, шлам забоя скважин поглощается в этот вакуум, и долото повторяет бурение шлама, и механическая скорость падает.

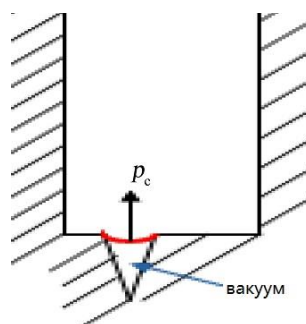


Рис. Образование вакуума после возникновения трещины

Чем выше водосодержание, тем ниже буримость горных пород. Это значит, что использование РУО препятствует повышению механической скорости по сравнению с раствором на водной основе [2].

2.2 Пути повышения механической скорости при использовании РУО

При использовании РУО можно повышать механическую скорость путём следующих способов.

1) промывка долот. При использовании РУО редко образуется сальник на долоте. Это способствует очистке долот и повышению эффективности раздробления пород.

2) изменение смачиваемости пород на забое. Под действием смачивания РУО хорошо взвешивает и удаляет шлам. Причем обеспечивает очистку забоя и предотвращает дробление разрушенной горной породой забоя.

3) повышение смазываемости буровых растворов. РУО обладает оптимальной смазываемостью, понижая сопротивление крутящих моментов породоразрушающих инструментов в процессе вращения и сопротивление трения при СПО.

3. Влияние содержания твердой фазы на механическую скорость бурения

Содержание твердой фазы интенсивно влияет на качество бурового раствора. В случае, если содержание твердой фазы превышает критическое значение, качество раствора ухудшается. Это интенсивно влияет на эффективность бурения и безопасность в скважине [3].

Одновременно размер твердых частиц воздействует на механическую скорость, в особенности содержания субмикронных частиц.

В ск. TP301 (в провинции ШиньДзян, Китай) применяют шарошечные долота. Осевая нагрузка на долото 180-200 КН, расход 40 л/с, насосный перепад 19-20 МПа, частота вращения 60-70 об/мин. При бурении проводили измерения содержания субмикронных частиц в растворе.

Таблица

Содержания субмикронных частиц на разных глубинах скважины TP301

Глубина	4113	4215	4339	4544	4707	4811	4928	4939
Время (мин/м)	55	59	61	58	53	56	63	64
Содержание субми.(%)	27	27,01	27,36	26,91	26,85	27,13	27,32	27,40
Глубина	4959	4965	4975	4983	4995	5005	5015	5030
Время(мин/м)	30	20	19	21	21	19	18	20
Содержание субми.(%)	21,92	20,50	21,56	19,87	20,65	18,56	19,78	19,75

До глубины 4939 м раствор не был отлаженным, а с глубины 4959 м изменили содержание субмикронных частиц в растворе. Из таблицы мы получили информацию о том, что после изменения содержания частиц затраты времени на метр (мин/м) уменьшились, механическая скорость увеличилась. Таким образом, можно повышать механическую скорость ликвидацией субмикронных частиц в растворе.

В ходе анализа содержания субмикронных частиц нам более известно влияние субмикронных частиц на механическую скорость. Когда содержание субмикронных частиц уменьшается на 7%, механическая скорость увеличивается на 3 раза.

Литература

1. Цюй Юань Чжи, Развитие технологии высокоскоростного бурения // Буровые растворы и жидкости для заканчивания скважин. – Хэбэй, 2006. – № 3. – С. 68-70.
2. Сунь Джиньшен, Исследование технологии повышения механической скорости // Буровые растворы и жидкости для заканчивания скважин. – Хэбэй, 2009. – № 26. – С. 16-20.
3. Пань Гуо, Влияние содержания субмикронных частиц на механическую скорость // Нефтегазовая технология Цзянхань – Пекин, 2008. – № 4. – С. 26-28.

РАЗРАБОТКА ГИДРОАКТИВНЫХ СИСТЕМ ДОЛОТ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОД**Е.О. Шишкина, П.Г. Петенев**

Научный руководитель: профессор В.В. Нескоромных

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Важнейшей для производительного бурения является гидравлика долота, независимо от его типа.

Гидравлика долота выполняет четыре основные функции: разрыхляет шлам, очищает шарошки и резцы, охлаждает долото и выносит шлам из ствола скважины для предотвращения его повторного разрушения.

Как показывают исследования повышение механической скорости бурения, повышение углубления долота за один оборот на забое связано с реализацией еще одной важной функции бурового раствора, которая состоит в воздействии на зону активного разрушающего действия долота и зону предразрушения. Воздействие на указанные зоны связано с возможностью активного проникновения раствора и его фильтрата.

Воздействие не всегда оказывается эффективным, так как возможность и глубина проникновения в трещины и капилляры, образующиеся в зонах разрушения и предразрушения, зависят от свойств бурового раствора. Основными свойствами бурового раствора в данном случае оказываются вязкость, наличие твердой фазы, величина поверхностного натяжения буровой жидкости (раствора или его фильтрата). Например, опытные данные показывают, что при повышении вязкости бурового раствора и содержания твердой фазы в нем глубина внедрения индентора в породу существенно снижается.

Большое влияние на эффективность влияния бурового раствора на процесс разрушения оказывает также время воздействия породоразрушающих элементов на разрушаемую породу. С сокращением времени воздействия, что связано с повышением частоты вращения долота, снижается вероятность своевременного проникновения раствора или его фильтрата в зону разрушения и предразрушения горной породы.

Таким образом, является актуальной задача интенсификации процесса разрушения горной породы при бурении более вязкими и насыщенными твердой фазой буровыми растворами и, особенно при высоких частотах вращения долот.

Важной функцией промывки является воздействие на зону предразрушения. Зона предразрушения горной породы имеет распространение по поверхности забоя, ствола скважины и керна. Причинами появления зоны предразрушения являются напряжения и деформации горной породы, которые распространяются равномерно во все стороны от точек приложения разрушающих усилий со стороны породоразрушающих резцов и вставок бурового инструмента. Зона предразрушения проявляется при всех механических способах бурения горных пород.

Зона предразрушения в твердой породе согласно нашим исследованиям, например, такой как долерит, состоит из двух областей: области чрезвычайно разрушенной породы и области породы, ослабленной трещинами. При этом мощность первой области составляет 0,17 мм, а мощность второй области 1,7 мм. А в спекшемся туфе, упруго-пластичной анизотропной породе зона предразрушения представлена областью чрезвычайно разрушенной породы и областью пластических деформаций. Область чрезвычайно разрушенной (смятой, разрыхленной) породы расположена на глубине 0,12 мм от забоя породы. Область пластических деформаций охватывает призабойную область и область стенки скважины. Примерная мощность данной области – 0,42 мм. Зона предразрушения в упруго-хрупком долерите представлена чрезвычайно разбитой трещинами породы, при этом трещины развиваются, как правило, между минеральными зернами, разрушению также подвергаются более хрупкие кристаллы; в породах более пластичных (спекшийся туф) зона предразрушения развивается в виде «разрыхленной», смятой породы без образования явных трещин [1].

Для того, что облегчить процесс разрушения горных пород на забое понижают их твердость. Зона предразрушения в результате влияния понизителей твердости развивается весьма существенно, трещиноватость в ней возрастает, микротрещины становятся глубже, число их в единице объема увеличивается. Адсорбция поверхностно-активных веществ на поверхностях микротрещин приводит к повышению скорости бурения.

Эффективность действия понизителей твердости зависит от механических условий разрушения химической природы самих реагентов, их концентрации в буровом растворе и физико-химических свойств горных пород.

Можно выделить три основных действия, лежащие в основе механизма понижения твердости горных пород:

1. Снижение сил сцепления, действующих между противоположными поверхностями зародышевых микрощелей посредством прослоек, образованных адсорбционными слоями.
2. Активное раздвигающее действие самих адсорбционных прослоек во всех тех наиболее узких участках клиновидных микрощелей, куда только эти прослойки могут проникать.
3. Затруднение смыкания зародышевых участков микрощелей под влиянием адсорбционных слоев после снятия внешних усилий.

Применение понизителей твердости не всегда оказывается эффективно. Размеры молекул жидкости превышает размер микрощелей, поэтому существует проблема условий проникновения молекул жидкости в микрощели. Для интенсивного процесса пропитывания зоны трещинообразования в породе эффективно применение ультразвука, вызывающего гидровибрирование молекул жидкости и повышение их подвижности. Ультразвуковые колебания, распространяясь в среде, создают дополнительное давление сверх среднего, существующего в данной среде. Вибрационные воздействия на буровой раствор в сочетании с поверхностно-активными веществами облегчает разрушение структуры раствора. Вибрация, разрушая структуру раствора до

наименьшего уровня вязкости, способствует повышению активности раствора в направлении проникновения его в зоны трещин и капилляров.

Основной задачей для более эффективного разрушения горных пород является совершенствование бурового инструмента.

С этой целью предлагается усовершенствовать гидромониторные насадки буровых долот. С этой целью предлагается гидромониторные насадки долот, предназначенные для ускорения потока бурового раствора, оснащать дополнительными источниками ультразвуковых колебаний. Таким образом, поток раствора будет не только получать существенное ускорение и возрастающую мощность струи, но и обладать свойством активного проникновения как в зону разрушения горной породы под породоразрушающими вставками, так и в зону предразрушения горной породы на забое.

В настоящий момент осуществляется конструирование долот с различными схемами размещения гидроактивных насадок, ориентированных в направлении забоя скважины.

Для оценки параметров гидроактивных насадок проектируется и изготавливается стендовая буровая установка, которая позволит оценить влияние виброактивных насадок на процесс разрушения горных пород при бурении при использовании различных промысловых жидкостей.

Литература

1. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учебное пособие / В.В. Нескоромных. – Красноярск: Изд. СФУ, 2012. – 328с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЕ ИСХОДНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ КРИОГЕННОЙ ОБРАБОТКЕ ТВЕРДОГО СПЛАВА НА ЕГО СВОЙСТВА МЕТОДОМ ТЕРМО-ЭДС

В.П. Аньчков, А.А. Морев, А.П. Мамонтов

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение скважин является неотъемлемой частью геологоразведочных работ, при которых наибольшее распространение получило колонковое бурение вращательным и ударно-вращательным способом. Для разрушения твёрдых и абразивных пород, в значительной степени, используются коронки, армированные твердосплавными режущими. Основными эксплуатационными показателями породоразрушающего инструмента (ПРИ) являются углубка на коронку, механическая скорость бурения, расход твердого сплава. Эксплуатационные показатели твердосплавного ПРИ в значительной степени определяются износостойкостью твердых сплавов, используемых для его изготовления. В твердосплавных коронках наиболее широко применяются вольфрамкобальтовые твердые сплавы (ВК6, ВК8).

Вольфрам-кобальтовый твердый сплав – это двухфазная система, состоящая из зерен карбида вольфрама WC и участков связующей фазы кобальта, полученных путем прессовки и спекания при температуре ниже температуры плавления карбидов. Практически все физические свойства твердых тел определяются взаимным расположением, характером взаимодействия и интенсивностью движения атомов кристаллической решетки и свободных электронов.

Известно, что прочность и износостойкость твердых сплавов, их сопротивление деформированию и разрушению в значительной степени зависят от их структуры, воздействуя на которую можно улучшить характеристики твердых сплавов [2,3].

В настоящее время существует большое количество способов упрочнения материалов. Все способы делятся на две группы: поверхностные и объёмные.

Способы поверхностного упрочнения не нашли широкого применения для упрочнения ПРИ из-за большой сложности и малой эффективности. Основным интересом представляются способы объёмного упрочнения. Одним из наиболее легкодоступных и эффективных методов объёмного упрочнения твердосплавного ПРИ является криогенная обработка, позволяющая повысить ресурс ПРИ в 1,5-2 раза. В ходе проведенных ранее исследований [6] было установлено, что одним из основных технологических параметров при криогенной обработке является исходная температура образца. Например, с повышением исходной температуры до +100°C растёт микротвёрдость и твердость сплавов, при этом снижается пластичность и повышается хрупкость. Однако исследований по влиянию более высоких исходных температур образцов твердого сплава при криогенной обработке не проводилось.

Целью работы являлось получение качественной и количественной оценки влияния исходной температуры в диапазоне до +700 – +900°C на некоторые физико-механические показатели твердого сплава ВК8.

В работе исследовалось влияние исходной температуры методом измерения микротвёрдости и методом термо-ЭДС.

Метод прямого измерения микротвёрдости заключается во вдавлении алмазной пирамидки под нагрузкой менее 2Н (200 Гс). Выбор участка для испытания микротвёрдости и определение размеров отпечатка производят под микроскопом, затем по специальным таблицам пересчитывают на так называемое число твёрдости — отношение нагрузки к площади поверхности отпечатка [1].

Метод термо-ЭДС. используется для изучения влияния криогенной обработки на внутреннее состояние, на изменение структуры и текстуры материала и изучение новых состояний, образовавшихся в результате обработки. С помощью относительных измерений термо-ЭДС выявляются небольшие изменения дефектов и их расположения в структуре образцов, которые не улавливаются при других методах измерения. Термо-ЭДС основывается на эффекте Зеебека – возникновении ЭДС в электрической цепи, состоящей из последовательного соединения разных проводников, контакты между которыми поддерживаются при разных температурах. Величина термоэдс зависит только от температуры горячего T_1 и холодного T_2 контактов и от материалов проводника [4].

Криогенная обработка твердосплавных режущих производилась в жидком азоте в лабораторном сосуде Дьюара емкостью 3 л и проходным отверстием 120 мм. Блок-схема экспериментальной установки, на которой проводились исследования, приведена на рис. 1.

В работе исследовался диапазон температур от -10 до 800°C. Шаг температуры составил 100°C. Нагрев режущих до нужной температуры производился в муфельной печи, в качестве датчика температуры была использована хромель-алюмелевая термопара.

Для проведения опытов были использованы твердосплавные режущие марки ВК8. Поверхность режущих формы Г51 (ГОСТ 880-75) подверглась тщательной шлифовке и полировке с помощью абразивных порошков

№80, №60 и №28. Подготовленные к эксперименту резцы фиксировались на подвеске, выполненной из нихромовой проволоки и доводились до нужной температуры. Затем резцы быстро погружались в жидкий азот для получения необходимого эффекта «удара холодом». Кроме того, для сравнения был использован «базовый образец», не подвергшийся обработке

Микротвердость измеряли на микротвердомере ПМТ-3 (Россия) и оценивали по среднему арифметическому значению, рассчитанному из 12 экспериментальных точек для каждого образца.

Результаты измерений представлены на рис.2.

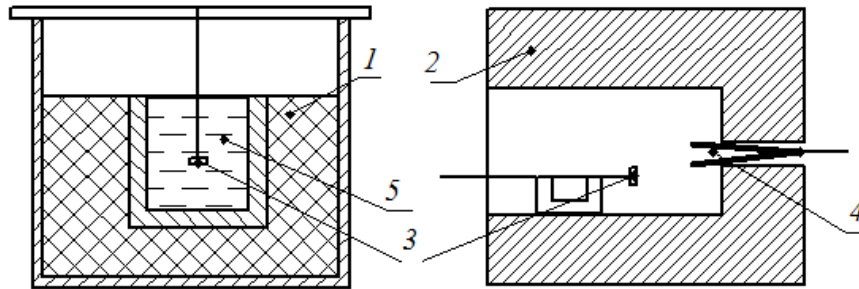


Рис. 1. Блок-схема экспериментальной установки для криогенной обработки образцов. 1–криостат; 2–муфельная печь; 3–образцы; 4–термопара; 5–жидкий азот

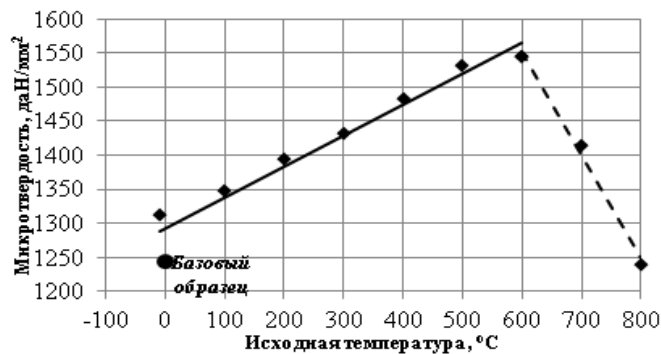


Рис. 2. Зависимость микротвердости от исходной температуры твердого сплава марки ВК 8 при криогенной обработке

Для измерения термо-ЭДС была использована экспериментальная установка, включающая замкнутую цепь, состоящую из двух проводников и исследуемого образца. В этой цепи возникает термо-ЭДС, если места контакта проводника с образцом поддерживаются при разных температурах. В связи с этим, разработана методика проведения измерений термо-ЭДС с горячим зондом, который фиксирует незначительные изменения электронной плотности, которая не видна при применении других методов.

Измерение распределения дефектов и примесей в твердом теле проводится методом измерения абсолютного значения термо-ЭДС. Как известно, электронная плотность чувствительна к изменению дефектной структуры металла, – с ростом числа дефектов электронная плотность, и соответственно, значение термо-ЭДС, снижается [7].

Величина термоэдс пропорциональности разности температур ΔT вдоль образца, т.е.

$$U = \alpha \times \Delta T; \Delta T = T_2 - T_1, \quad (1)$$

где T_1 – температура холодного зонда; T_2 – температура горячего зонда; α – коэффициент термо-ЭДС.

Если α в некотором интервале температур не изменяется, т.е. не зависит от температуры, то он совпадает с дифференциалом термо-ЭДС.

На рис.3. приведена зависимость коэффициента термо-ЭДС от исходной температуры обрабатываемых образцов ВК-8.

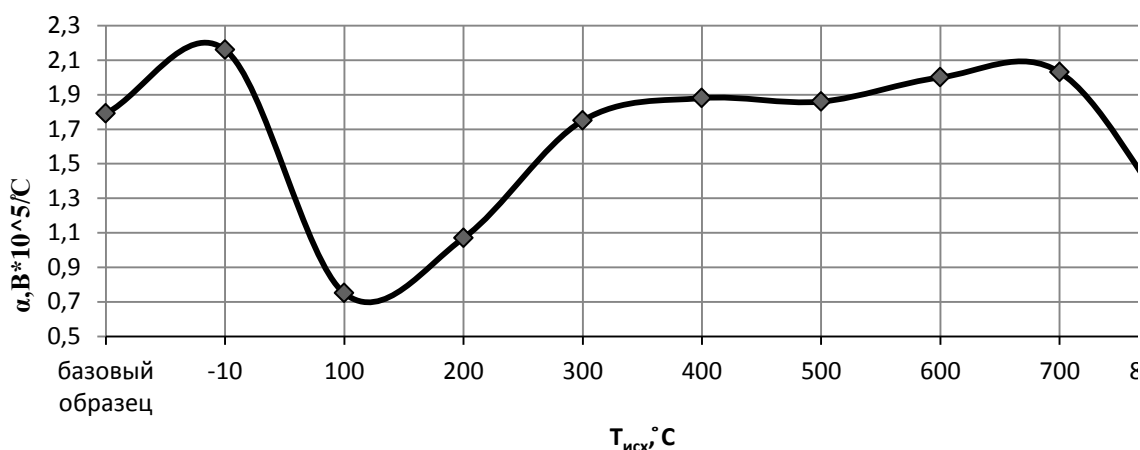


Рис. 3. Зависимость α от исходной температуры твердого сплава марки ВК 8

Из зависимости 3 видно, что при исходной температуре от +400°C до 600°C наблюдается увеличение термо-ЭДС и микротвердости, что объясняется образованием большого количества вакансий. Одиночные вакансии встречаются при перемещении по кристаллу и объединяются в пары, образуя дивакансии, при этом уменьшается их суммарная поверхность, устойчивость спаренной вакансии возрастает, возможно образование тривакансий и целых цепочек. Также наблюдается увеличение микротвердости, так как образуются не только точечные дефекты, но и линейные, которые распространяются во всех плоскостях и направлениях, и мешают друг другу распространяться, а также создают вокруг себя поля упругих напряжений, которые влияют на прочностные и физические свойства [5]

Таким образом, на основании проведенных экспериментов, был установлен оптимальный температурный интервал, соответствующий максимальному упрочнению (+500 – +600) °C. При превышении данного температурного интервала происходит деформация и разрушение образца. Кроме того, необходимо продолжить исследования влияния исходной температуры при криогенной обработке на предел прочности при изгибе, деформацию, ударную вязкость и т. д. в столь же широком диапазоне температур, как и при исследовании микротвердости коэффициента термо-ЭДС.

Литература

1. Богомолова Н.А. Практическая металлография: Учебник для техн. училищ. - 2-е изд., испр. - М.: Высш. школа, 1982. - 272 с.
2. Лошак М.Г. Прочность и долговечность твердых сплавов. - Киев: Наукова Думка, 1989.
3. Креймер Г.С. Прочность твердых сплавов. - М.: Изд. «Металлургия», 1971.
4. Попов М.М. Термометрия и калориметрия. - М., 1954 г.
5. Рябчиков С.Я. Объемное упрочнение твердосплавного и алмазного породоразрушающего инструмента с целью повышения его эксплуатационных показателей: Автореферат. Дис. на соискание ученой степени д. т. н.: - Томск: Изд-во ТПУ, 2002. - 309 с.
6. Рябчиков С.Я., Мамонтов А.П., Власюк В.И. Повышение работоспособности породоразрушающего инструмента методами криогенной обработки и радиационного облучения. - М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2001.
7. Сикора Е.А., Реннер И.А. Применение метода термо-ЭДС для исследования наноструктурных защитных покрытий, полученных ультразвуковой обработкой и импульсным электронным пучком // Перспективы развития фундаментальных наук: труды VI Международной конференции студентов и молодых ученых, Томск, 2009. Томский – Т.1. – С. 225-227.

СОЗДАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ «СОВРЕМЕННЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН»

К.А. Башаров, А.А. Морев, Е.Е. Карепина
 Научный руководитель: ассистент А.А. Морев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В современном мире техника интенсивно развивается. Миллионы людей ежедневно используют Всемирную сеть для получения полезной для себя информации, пользуясь мгновенным поиском. Несомненно, в этом развитии есть свои достоинства и недостатки.

Неотъемлемым плюсом является то, что в любой момент можно получить любую информацию. Например, для геологов, это может быть информация об интересующей их буровой установке, в частности, для геологоразведочного бурения. Кроме того, интернет-ресурсы просты и удобны в использовании: в отличие от бумажных аналогов, они имеют такие функции, как поиск по слову, увеличение/уменьшение шрифта и яркости, они не стареют и не рвутся, и самое главное – они легкодоступны.

Однако существует ряд проблем: если установка зарубежная, возможной трудностью станет языковой барьер. Самое популярное решение данной проблемы среди пользователей – применение встроенного переводчика. Однако данный подход не позволит решить проблему: несмотря на то, что просматриваемая страница переведется на русский язык, многие профессиональные термины, вероятнее всего, будут интерпретированы неверно. Так, даже популярные и качественные словари, располагающие достаточным количеством профессиональной лексики, например, к слову «head» предлагают такие значения в области бурения, как «пульсирующий напор», «пульсирующий выброс», «выброс», «валун в галечнике»[5]. Компания «SonicSampDrill»на своем официальном сайте называет данным термином «вращатель» [4].

Однако использование в описании английского языка – далеко не главная проблема. Куда больше сложности вызывают каталоги установок китайского и японского производства, представленные на их родном языке. Не смотря на то, что данные товары имеют прекрасное соотношение «цена-качество», высоко ценятся во всем мире, отсутствие информации делает невозможным их широкое использование в Российской Федерации. Поэтому создание единой базы данных на русском языке, содержащей большинство современных и широко используемых буровых установок является актуальной задачей.

Практическая часть

На данный момент издан [3] «Каталог современных зарубежных установок для геологоразведочного бурения» в бумажном варианте. В рамках работы на первом этапе планируется его усовершенствование такими путями как:

- 1) расширение каталога. В ранее существующий вариант будет добавлена информация по как минимум 50 новым установкам, не рассмотренным в предыдущей версии;
- 2) введение рейтинга установок. Рейтинг будет базироваться на объективных оценках работников производственных предприятий на основании анкетирования, содержащего такие параметры, как стоимость установки и обслуживания, надежность узлов и агрегатов, эргономичность, универсальность, мобильность;
- 3) добавление личных отзывов работников производственных предприятий, эксплуатирующих данные установки в пределах РФ;
- 4) введение QRкодов. QRкод –это изображение в виде квадратного штрих-кода, которое при сканировании с помощью камеры мобильного телефона трансформируется в текст. Максимальное количество цифр и букв на русском языке порядка 1500. Эти коды активно используются в Томском политехническом университете. Пример QR-кода представлен на рисунке 1. В данных кодах будет зашифрована краткая информация об установке, такая как технические характеристики (мощность, глубина бурения, диаметр бурения) и ссылка на сайт производителя [1].



Рис. 1. Образец QRкода [2]

Вторым этапом работы будет создание информационного портала «Зарубежные буровые установки для геологоразведочного бурения» на основании переизданного каталога. Данный портал будет включать в себя архив соответствующих буровых установок, которые можно сортировать по необходимому параметру, например по мощности двигателя, по массе, по цене. Кроме того, как и каталог, портал будет включать в себя отзывы работников производства. В рамках организации портала планируется привлечение экспертов ведущих буровых компаний с целью консультативной поддержки. Создание данного форума позволит не только найти ответы на интересующие вопросы, но и в режиме «онлайн» обсудить достоинства и недостатки того или иного оборудования, получить совет работника производства, изучить основные достоинства и недостатки выбранной модели установки. Данный ресурс будет полезен как для студента, выполняющего, например, курсовой проект по «Технологии и технике бурения», так и для производственника, анализирующего рынок буровых установок.

Кроме того, при успешной реализации портала появится возможность сотрудничать с ведущими поставщиками бурового оборудования, предоставляя им площадку для профильной рекламы. Также, для потенциальных работодателей объявление на данном портале уникальная возможность для долгосрочного представления своего предприятия, системного влияния на выбор места работы лучших выпускников и отличный социальный проект, характеризующий заинтересованность в подготовке потенциальных сотрудников с первого курса обучения.

Заключение

Переиздание «Каталога современных зарубежных установок для геологоразведочного бурения» и создание портала на его основе позволит расширить информационные границы в области буровых установок. Доступ к информации будет полным и свободным. Портал будет легок в использовании, что делает его доступным как для молодых исследователей, так и для старшего поколения. Данный ресурс поможет студентам и преподавателям получать дополнительную информацию для учебного процесса, работникам производств – для развития организации и возможности оптимального выбора оборудования. Организация форума в рамках портала позволит найти ответы на все интересующие пользователей вопросы, как с помощью удобной поисковой системы, так и с помощью режима «реального консультирования». Создание данного ресурса поднимит рейтинг кафедры Бурения скважин и Томского политехнического университета в целом.

Литература

1. Бугаев Л.С. Мобильный маркетинг. Как зарядить свой бизнес в мобильном мире. — М.: Альпина Паблишер, 2012. — 214 с
2. Генератор QR кодов «QRCode.ru» [Электронный ресурс]. —Режим доступа:<http://qrcoder.ru/>
3. С. Я. Рябчиков, А.А. Морев [и др.]Каталог зарубежных буровых установок для бурения геологоразведочных скважин : учебное пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2013. — 83 с.: ил.
4. Сайт компании-производителя буровых установок SonicSampDrill[Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.sonicsampdrill.com/>
5. Тимофеев П. П., Алексеев М. Н., Софиано Т. А. Англо-русский геологический словарь. - М.: Рус. яз., 1988. – 541 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРИЕНТИРОВАНИЯ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ ПРИ НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА АЛМАЗНЫХ МЕСТРОЖДЕНИЯХ ЯКУТИИ

М.И. Зубрилин, И.Б. Бондарчук

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время Амакинская геологоразведочная экспедиция (ГРЭ) выполняет поисковые, поисково-оценочные и разведочные работы на севере Якутской алмазной провинции [1]. Сложные геологические условия районов работ, а также ряд технических и технологических причин обуславливают широкое применение средств искусственного искривления скважин. Например, при бурении 26 наклонных скважин на трубке Заря (2009 г.) установлено 78 отклоняющих клиньев (на каждой скважине установлено по 3 клина).

Основными отклоняющими устройствами для направленного бурения скважин в Амакинской ГРЭ являются съемные и стационарные клиновые отклонители, изготавливаемые на ремонтной базе экспедиции. При этом основные этапы технологического цикла искусственного искривления скважин клиньями следующие: 1) инклинометрия скважины, 2) подработка призабойной скважины расширителем, 3) поверхностная ориентация клина, 4) спуск клина не доходя до забоя 0,3 – 0,5 м, 5) призабойная ориентация клина, 6) раскрепление клина, 7) бурение пилот-скважины, 8) подъем клина на поверхность (для съемных клиньев), 9) инклинометрия призабойной зоны, 10) расширение пилот-скважины до номинального диаметра и проработка уступа в месте резкого искривления, 11) бурение скважины в новом направлении укороченными колонковыми наборами с постепенным наращиванием их до нормальной длины.

Одним из важных этапов работ технологического цикла искривления является ориентирование клиновых отклонителей. От точности постановки клина зависит скорость сооружения скважины (отхождение от проектной траектории скважины может потребовать вновь провести цикл искривления) и решение геологической задачи. Для этой цели в Амакинской ГРЭ используют ориентаторы механического типа ШОК (штыревой ориентатор клиньев) (рис. 1). Точность ориентации при использовании ШОК не высока и зависит от многих факторов, в том числе от величины зенитного угла, соотношения размеров корпуса ориентатора и штыря, вязкости промывочной жидкости, глубины скважины, квалификации оператора. Фактически точность ориентации в среднем составляет $\pm 10^\circ$. При зенитных углах скважин свыше $35 - 40^\circ$ возможность применения ШОК существенно уменьшается в связи с трудностью доставки штыря к забою [3]. Кроме того, следует отметить относительно большие затраты времени на ориентацию отклонителей при использовании ШОК. Важнейшим достоинством данного ориентатора является простота его конструкции и изготовления [5].

Повышение точности ориентирования и уменьшение времени на цикл искривления скважины можно добиться использованием самоориентирующих устройств. Обобщенная модель самоориентаторов представляет собой ориентирующую аппаратуру в виде забойного автономного механизма, который по команде оператора устанавливает отклонитель в расчетное положение, поворачивая его вокруг оси без вращения колонны бурильных труб [2]. Затраты времени на ориентацию с использованием устройств данной группы не превышают нескольких минут, так как отсутствует необходимость доставки дополнительных устройств в забойную зону и поиска требуемого положения забойного прибора вращения бурильной колонны.

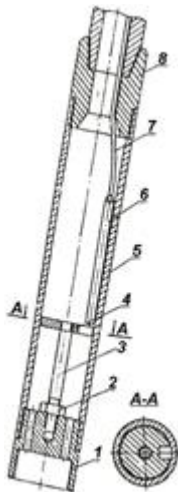


Рис. 1. Схема ориентатора типа ШОК: 1, 8 – переходник, 2 – контргайка, 3 – стержень, 4 – пята, 5 – корпус, 6 – штырь, 7 – трос

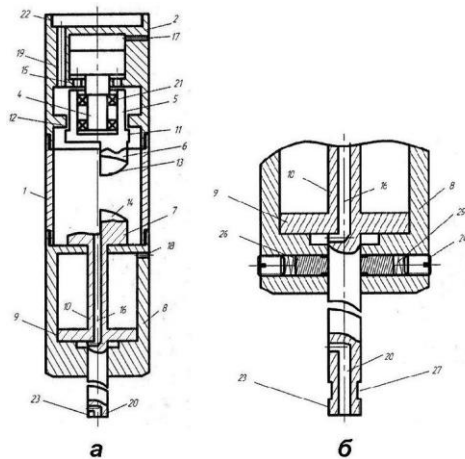


Рис. 2. Ориентатор ДГО-1-ТПИ: а – схема, б – узел фиксации модернизированного ориентатора, в – общий вид; 1 – корпус, 2, 8 – цилиндры, 3, 9 – поршни, 4, 10 – штоки, 5 – эксцентричный груз, 6 – верхний кулачек, 7 – нижний кулачек, 11, 12 – шлицы, 13, 14 – винтовые поверхности, 15 – 20 – каналы, 21 – подшипники, 22, 23 – резьбовые соединения, 24 – 27 – узел фиксации



Рис. 3. Схема компоновки ориентатора с отклонителем: 1 – буровая труба, 2 – переходник, 3 – колонковая труба, 4 – переходник, 5 – ориентатор, 6 – шток-поршень, 7 – контргайка, 8 – отклонитель

Из наиболее перспективных самоориентирующих устройств можно выделить конструкцию дебалансно-гидравлического ориентатора ДГО-1-ТПИ (рис. 2, а, в; 3), разработанного на кафедре «Техника разведки месторождений полезных ископаемых» Томского политехнического института [6]. Данный ориентатор испытан в производственных условиях при направленном бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые и показал эффективную работу в процессе ориентирования отклонителей (показатель точности ориентации равен 0,98) [4]. Недостатком его является невозможность использования при бурении с продувкой.

В настоящее время на кафедре «Бурение скважин» Томского политехнического университета проводятся работы по модернизации дебалансно-гидравлического ориентатора ДГО-1-ТПИ для условий работы при бурении скважин Амакинской ГРЭ на алмазных месторождениях Якутии, где в качестве рабочего агента используется сжатый воздух. При этом модернизация данного ориентатора заключается в конструкторской проработке устройства исходя из следующих основных технологических особенностей:

- рабочий агент: сжатый воздух;
- режимные параметры подачи сжатого воздуха: производительность до 10 м³/мин и давление нагнетания до 20 кгс/см²;
- диаметр долота основного ствола: 132 мм;
- диаметр корпуса клиновых отклонителей: 127 мм;
- масса клиновых отклонителей до 150 кг;
- минимальный зенитный угол скважины: 5 град.

Основным отличием модернизированного ориентатора от ДГО-1-ТПИ является добавление узла фиксации 24 – 27 (рис. 2, б), который состоит из болтов 24, пружин 25, стопоров 26 и кольцевой проточки 27. Данный узел предотвращает обратное перемещение штока 10 и поршня 9, которое может произойти из-за отсутствия противодействия в затрубном пространстве (т.к. используется сжатый воздух, а не жидкость). С целью предотвращения преждевременного срабатывания узла фиксации в процессе спуска компоновки необходимо подготовить ствол скважины для обеспечения беспрепятственного перемещения снаряда.

Применение модернизированного ориентатора при направленном бурении геологоразведочных скважин с продувкой сжатым воздухом на алмазных месторождениях Якутии позволит повысить точность и скорость ориентирования клиновых отклонителей.

Литература

1. Амакинская экспедиция: живая легенда. – М.: «Стерх», 2008. – 328 с.
2. Костин Ю.С., Соловов Ю.Г., Нескормных В.В., Закиев Р.Б., Блохин Ю.Ф. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин. – Чита: ООО "Издательский дом "Ресурсы Забайкалья", 2004. – 352 с.
3. Кривошеев В.В. Ориентация отклонителей // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. пр-ва / Обзор ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ (ВИЭМС). – М., 1988. – 44 с.

- Кривошеев В.В., Дельва В.А., и др. Дебалансно-гидравлический ориентатор отклонителей новой конструкции ДГО-ТПИ // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. пр-ва / Экспресс-информация (ВИЭМС). – М., 1986. – Вып. 10. – С 24 – 28.
- Нескоромных В.В., А.Г. Калинин. Направленное бурение: Учебное пособие. – М: Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз. 2008. – 384 с.
- Патент на изобретение № 1541362 Россия МКИ Е 21 В 7/08. Ориентатор отклонителя. Дельва В.А., Кривошеев В.В., Сулакшин С.С. Заявлено 24.11.1987; Опубл. 07.02.1990, Бюл. № 5 – 3 с.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТОВ НА ЛАБОРАТОРНОМ СТЕНДЕ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ПРОЦЕССОВ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

А.В. Ковалев, Е.Д. Исаев, Ф.Р. Алиев, А.А. Яцкив, Д.А. Якушев

Научный руководитель: профессор Рябчиков С.Я.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В мировой практике бурения скважин прослеживается тенденция к возрастанию объема бурения скважин различного назначения в твердых и крепких горных породах. Бурение в таких интервалах характеризуется низкими значениями механической скорости бурения и проходки на долото. Повышение эффективности технологии бурения в таких условиях может быть реализована за счет создания новых материалов и новых конструктивных решений для долот, разрушающих горную породу механическим способом. Несмотря на постоянное совершенствование долот, бурение механическими способами в твердых и крепких горных породах не достаточно эффективно.

Одним из наиболее перспективных является гидромониторно-абразивный способ, реализуемый с помощью шароструйных аппаратов, осуществляющих непрерывную циркуляцию шаров в призабойной зоне. На кафедре бурения скважин Томского политехнического университета был создан лабораторный стенд для исследования технологических процессов шароструйного бурения [3, 4], общий вид которого представлен на рис. 1.

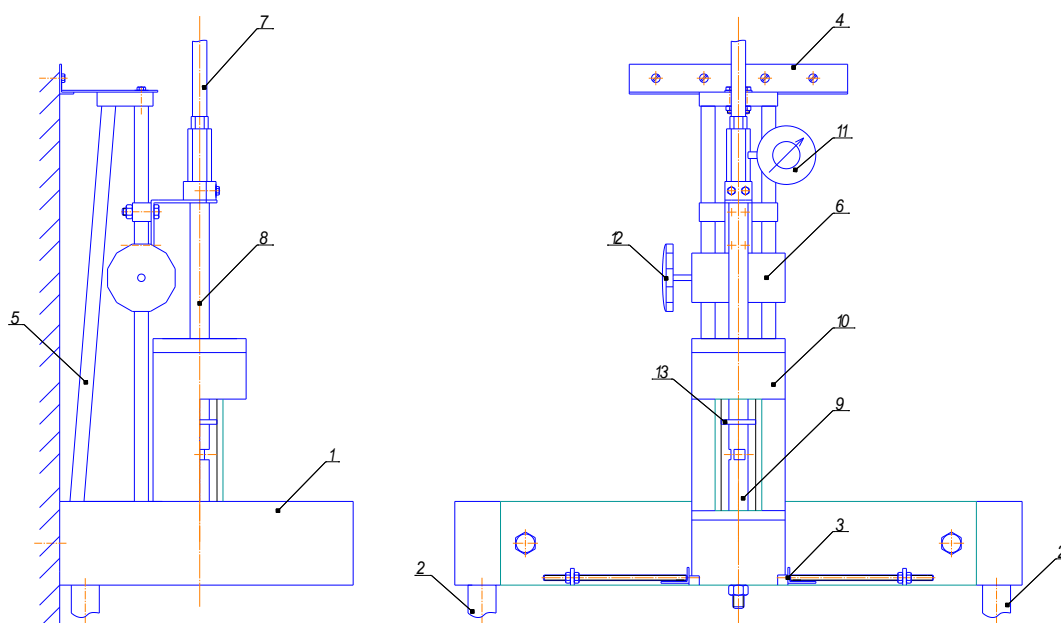


Рис. 1. Общий вид лабораторного стенда:

1 – поддон; 2 – сливная магистраль; 3 – зажим стакана; 4 – кронштейн; 5 – стойка; 6 – механизм подачи долота; 7 – напорная магистраль; 8 – переводник; 9 – гидромониторно-эжекторное долото; 10 – стакан; 11 – манометр; 12 – маховик для управления механизмом подачи; 13 – центратор

Порядок проведения экспериментов на лабораторном стенде следующий. Подготовленный образец разрушаемого материала закрепляется в стакане 10. На забой скважины засыпается необходимая порция стальных шаров, поворотом маховика 12 для управления механизмом подачи устанавливается расстояние между долотом и забоем, включается промывка. По окончании запланированного времени бурения t образец извлекается, в воронку разрушения задавливается пластилин, который принимает ее форму. Далее пластилин извлекается, измеряется максимальная высота слепка, которая равна глубине скважины h (рис. 2). С помощью мерного цилиндра измеряется объем слепка, который равен объему скважины

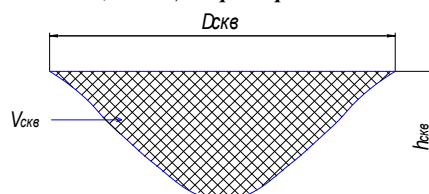


Рис. 2. Измеряемые геометрические параметры криволинейного забоя

С помощью мерного цилиндра измеряется объем слепка, который равен объему скважины

V. Также замеряется максимальный диаметр слепка, который равен диаметру скважины D . Далее изучается форма слепка пластилина, которая отображает форму криволинейного забоя.

При необходимости рассчитывается линейная скорость перемещения нижней точки забоя $V_{\text{лин}}$ и объемная скорость разрушения $V_{\text{об}}$ по формулам (1) и (2):

$$V_{\text{лин}} = h/t. \quad (1)$$

$$V_{\text{об}} = V/t. \quad (2)$$

Минимальное количество повторных экспериментов принимается равным трем. Далее рассчитываются среднее арифметическое, дисперсия, среднее квадратичное отклонение и коэффициент вариации измеряемого параметра A_i [2]. Следует отметить, что коэффициент вариации не превышал 10%, что говорит о хорошей воспроизводимости полученных результатов. Формулы расчетных параметров для статистической обработки экспериментальных данных представлены в табл. 1.

Таблица 1

Формулы расчетных параметров для статистической обработки экспериментальных данных

Расчетный параметр	Формула
Среднее арифметическое	$\bar{A} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_i$
Дисперсия	$D = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n [A_i - \bar{A}]^2$
Среднее квадратичное отклонение	$\sigma = \sqrt{D}$.
Коэффициент вариации	$v = \frac{\sigma}{\bar{A}} \cdot 100\%$

Из рис. 2 видно, что криволинейный забой при разрушении плоского образца имеет вогнутую форму, что подтверждает результаты Увакова А.Б. [5]. Данная форма забоя формируется за счет разной скорости шаров, бомбардирующих его поверхность. Скорость шара, ударяющегося по нормали к поверхности, будет максимальна. При соударении же в точках, удаленных от центра, шары будут воздействовать на забой под некоторым углом, что приводит к меньшей скорости воздействия и меньшей эффективности разрушения.

На первом этапе экспериментов было выявлено, что шары, отскокившие от горной породы, несмотря на разрежение поднимаются в затрубном пространстве выше окон всасывания, потом, теряя скорость, падают и подсаиваются в камеру смешения. Заурбековым С.А. [1] было предложено использование задерживающего устройства (ЗУ) цилиндрической формы, которое позволяет снять ограничения на производительность насосов при работе снаряда.

Нами предложено использование ЗУ цилиндрической формы (рис. 2, б), которое устанавливается над впускными окнами и центрирует буровой снаряд в стволе скважины. В дальнейшем ЗУ было усовершенствовано путем создания в нем отверстий для выхода жидкости со шламом. Испытание показало, что при бурении шарами диаметром 2 и 2,5 мм образуются их скопления под ЗУ, а при использовании шаров диаметром 3 мм – их заклинивание в затрубном пространстве.

Данная проблема была решена за счет создания ЗУ конусной формы (рис. 2, в) с отверстиями для истечения жидкости со шламом, одновременно выполняющее роль центратора. Лабораторные испытания показали высокую эффективность данного ЗУ при использовании шаров всех используемых диаметров. Все поднимающиеся шары направляются от ЗУ к окнам всасывания, далее – непосредственно в камеру смешения снаряда.

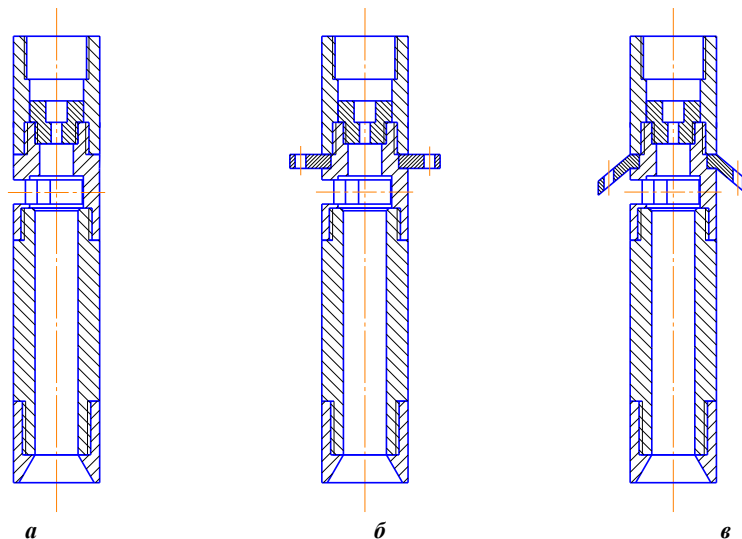


Рис. 3. Компонетки бурового снаряда: а – без ЗУ; б – с цилиндрическим ЗУ; в – с конусным ЗУ

При прочих равных условиях было проведено бурение струйным аппаратом без ЗУ, с ЗУ цилиндрической и конусной формы. В табл. 2 приведены результаты, анализ которых показывает, что наибольшая эффективность разрушения наблюдается при использовании ЗУ конусной формы (в частности, прирост объема скважины по сравнению с компоновкой бурового снаряда без ЗУ составляет 16,4 %). Это объясняется увеличением количества шаров, прошедших в единицу времени через камеру смешения.

Таблица 2

Влияние различных задерживающих устройств на эффективность разрушения керамической плитки

Наличие и тип ЗУ	D, мм	ΔD , %	h, мм	Δh , %	$V_{\text{лин}}$, мм/мин	W, мм ³	ΔW , %	$V_{\text{об}}$, мм ³ /мин
без ЗУ	16,3	-	4,6	-	2,3	453,3	-	226, 7
цилиндрическое ЗУ	17,1	5,3*	4,7	2,9	2,4	481,1	6,1	240, 6
конусное ЗУ	18	10,5	5	9,4	2,5	527, 8	16,4	263, 9

* Примечание: при подсчете прироста величин (в %) за базу сравнения принимаются данные, полученные при бурении компоновкой без задерживающего устройства

На втором этапе экспериментальных исследований было проведено исследование влияния времени бурения на эффективность разрушения горных пород. Для этого при прочих равных условиях при первоначально заданном расстоянии от долота до забоя производилось бурение модельного материала при варьировании времени. В качестве модельного материала использовалась керамическая плитка, имеющая достаточную однородность и прочность.

По полученным результатам построены графики зависимости диаметра, глубины, объема скважины от времени. График зависимости диаметра скважины от времени бурения (рис. 4) показывает, что с увеличением времени бурения диаметр скважины вначале увеличивается, что связано с увеличением количества ударов шаров по периферийной части забоя, а потом выполаживается, что объясняется завершением образования криволинейного забоя. Установлено увеличение глубины скважины и ее объема с увеличением времени бурения (рис. 5, 6), что поясняется увеличением суммарного количества ударов шаров по забю модели скважины. Причем зависимость глубины и объема скважины от времени имеет довольно устойчивый линейный характер.

Также построен график зависимости объемной скорости разрушения от времени бурения (рис. 7). По построенным графикам видно, что объемная скорость разрушения падает с течением времени. Это объясняется постепенным увеличением расстояния между долотом и забоем и свидетельствует о необходимости опускания снаряда во время бурения.

На рис. 8 показано изменение формы криволинейной части забоя при разрушении плоского образца с увеличением времени бурения.

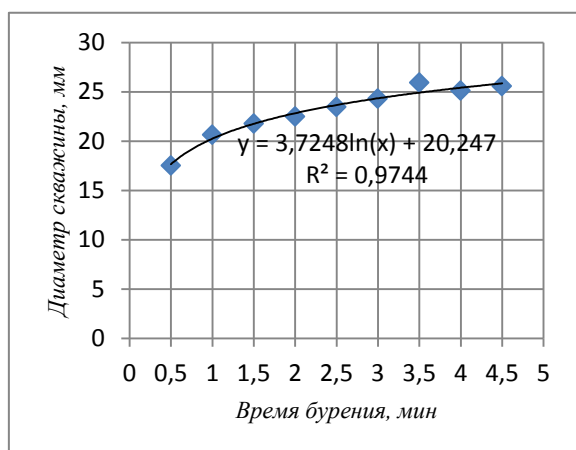


Рис. 4. Зависимость диаметра скважины от времени бурения

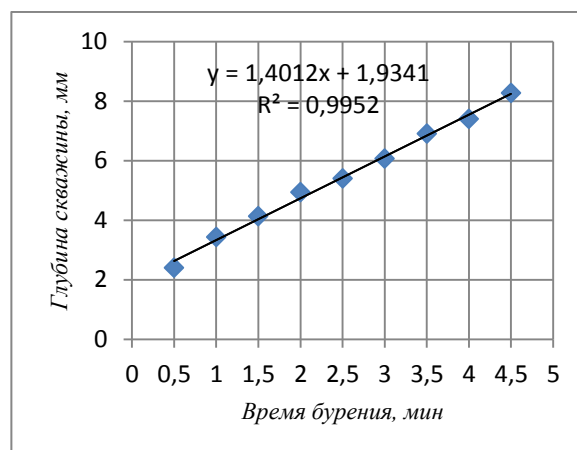


Рис. 5. Зависимость глубины скважины от времени бурения

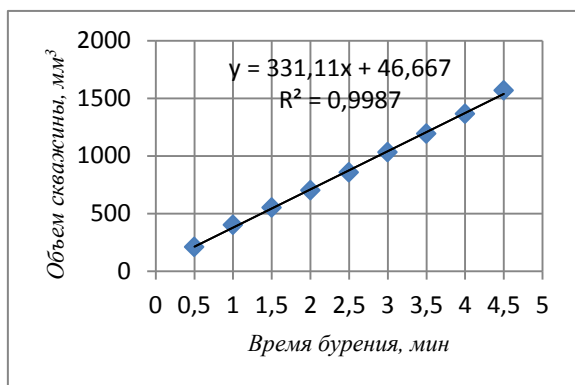


Рис. 6. Зависимость объема скважины от времени бурения

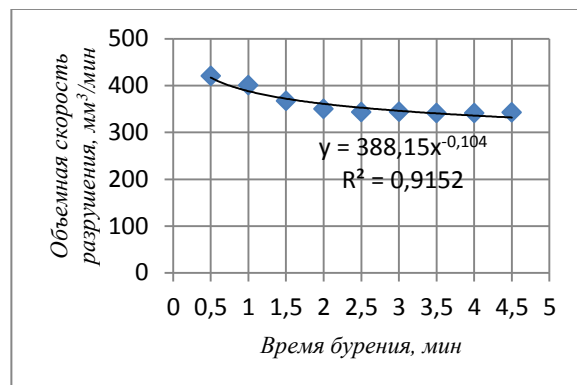


Рис. 7. Зависимость объемной скорости разрушения от времени бурения

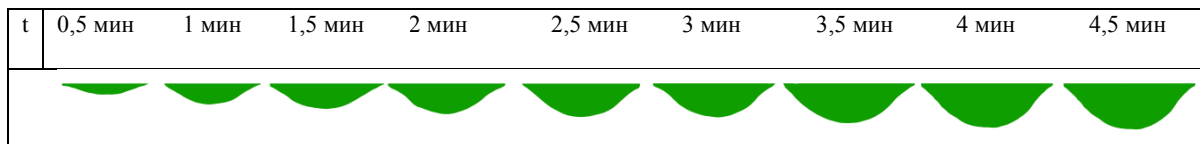


Рис. 8. Изменение формы криволинейной части забоя при увеличении времени бурения

Полученные результаты исследований будут использованы в дальнейшем при разработке оптимальных конструкций шароструйного снаряда и рациональных режимных параметров.

Литература

1. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук – Алматы, 1995. – 18 с.
2. Квеско Н.Г., Чубик П.С. Методы и средства исследования. – Томск: издательство Томского политехнического университета, 2007. – 124 с.
3. Ковалев А.В., Алиев Ф.Р., Горбенко В.М., Якушев Д.А. Лабораторный стенд для исследования процессов абразивного разрушения горных пород // Проблемы геологии и освоения недр: труды Семнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2013. – С. 263–266.
4. Столяров Р.В., Ковалёв А.В. Установка для абразивного бурения с применением долота гидромониторно-эжекционного типа // Проблемы геологии и освоения недр: труды Четырнадцатого международного симпозиума им. М.А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. – С. 520–521.
5. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ВЫСОКОСКОРОСТНОЙ ВИДЕОСЪЕМКИ

Е.Д. Исаев

Научные руководители: профессор С.Я. Рябчиков, ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На кафедре бурения скважин Томского политехнического университета ведутся исследования процессов шароструйного бурения. Предложенный в середине прошлого столетия шароструйный способ бурения скважин является весьма перспективным для бурения в интервалах твердых и крепких горных пород. В силу слабого развития электронного оборудования на тот момент наши предшественники не уделили должного внимания основному процессу – процессу циркуляции шаров, который является быстротекущим. Отсюда целью данных исследований является ликвидация этого «пробела» посредством применения высокоскоростного видеорегистратора.

Для видеорегистрации процессов циркуляции шаров был модернизирован стакан для размещения образца горной породы (рис. 1). В средний цилиндр 1 стакана устанавливается образец горной породы 2, который поджимается помощью нижнего цилиндра 3. Для наблюдения процесса циркуляции шаров в среднем цилиндре стакана имеется смотровое окно, а во внутреннюю часть устанавливается прозрачная труба 4, поджимаемая верхним цилиндром 5 стакана. В верхнем цилиндре выполнен отвод жидкости, а также имеется посадочное место для манжеты 6, которая удерживается нажимной гайкой 7. Для наблюдения за циркулирующей образцов буровым снарядом образец горной породы 2 обработан таким образом, что его верхняя часть входит во внутреннюю часть прозрачной трубы 5. Также были изготовлены буровой снаряд и задерживающее устройство из оргстекла.

После включения насоса и завершения переходных процессов при подсветке прожекторами 1 мощностью 1000 Вт производится кратковременная запись (1–2 с) с помощью высокоскоростной видеокамеры 2 (рис. 2). Записанное на высокоскоростную камеру видеоизображение при помощи специальных компьютерных программ передается на обработку компьютером 3.

Для высокоскоростной съемки использовалась видеокамера модели MiGo m310. Видеокамера способна производить видеосъемку со скоростью до 3600 кадров в секунду при разрешении 1024x720 точек на дюйм и оснащена устройством хранения данных объемом 64. С помощью компьютерной программы «MeasureDynamics» проводились замеры координаты шаров в двух осях декартовой системы.

Высокоскоростная съемка позволила исследовать следующие процессы: движение шаров в камере смешения, процесс соударения шаров с забоем модели скважины, движение шаров между торцом диффузора и забоем скважины, движение шаров и шлама при подъеме в затрубном пространстве, процесс взаимодействия шаров с задерживающим устройством и последующего всасывания шаров в камеру смешения, а также процесс выноса шлама из призабойной зоны.

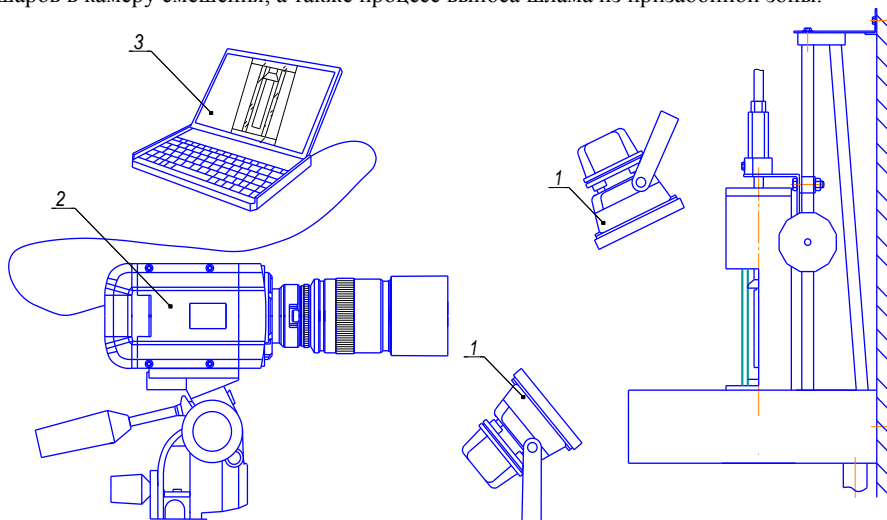


Рис. 1. Стакан для размещения образца горной породы:
1 – средний цилиндр стакана;
2 – образец горной породы; 3 – нижний цилиндр стакана; 4 – прозрачная труба; 5 – верхний цилиндр стакана; 6 – манжета; 7 – нажимная гайка

Рис. 2. Расстановка техники для проведения видеосъемки:
1 – осветительные прожекторы; 2 – высокоскоростная камера; 3 – персональный компьютер

Исследование движения шаров от входа в камеру смешения до соударения с забоем скважины

С помощью высокоскоростной съемки была исследована траектория движения шаров от входа в камеру смешения до соударения с забоем скважины (рис. 3, 4). Было выявлено, что большинство шаров, поступающих в камеру смешения, движутся не параллельно ее оси, тем самым соударяясь с ее стенками. Отклонения же траектории шаров при прохождении через диффузор не обнаружено. Таким образом, основная функция диффузора – обеспечение пространства для движения шаров на периферийную часть забоя скважины.

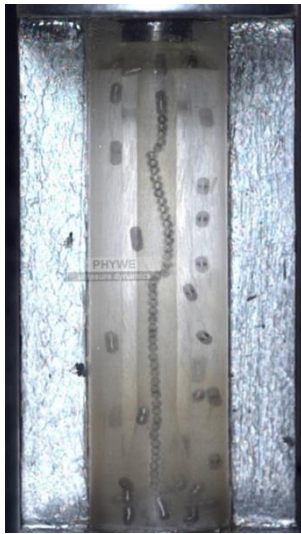


Рис. 3. Стереоизображение, иллюстрирующее траекторию движения шара в камере смешения

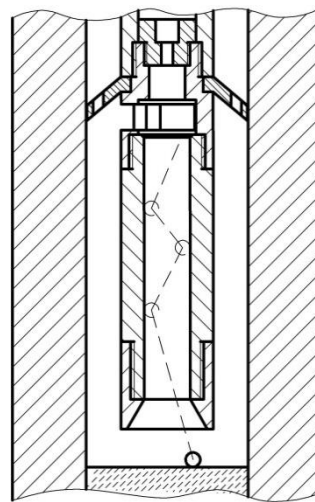


Рис. 4. Траектория движения шара на промежутке от входа в камеру смешения до соударения с забоем

Исследование движения шлама

С помощью видеорегистрации процессов шароструйного бурения удалось проследить за движением частиц разрушенной породы. При ударе шаров о забой скважины образуется шлам, который перемещаясь в затрубное пространство, движется вверх с восходящим потоком жидкости. В области под задерживающим устройством происходит перераспределение шлама: меньшая часть через отверстия в задерживающем устройстве поднимается выше него, большая же часть эжектируется вместе с шарами в камеру смешения. В результате частицы шлама взаимодействуют с забоем скважины, приводит к переизмельчению шлама. Снизить эжектирование шлама возможно путем совершенствования конструкции задерживающего устройства.

Выявление причин заклинивания шаров

Под заклиниванием шаров подразумевается скопление шаров перед впускными окнами, приводящее к прекращению их циркуляции, следовательно, остановке бурения. Заклинка происходит в начальный момент бурения при большом количестве шаров, реже – в процессе бурения. Стоит отметить, что причина заклинка связана с применением задерживающего устройства, не применяемого в иных конструкциях буровых снарядов. На рис. 5. представлены кадры, характеризующие этапы, предшествующие заклиниванию шаров.

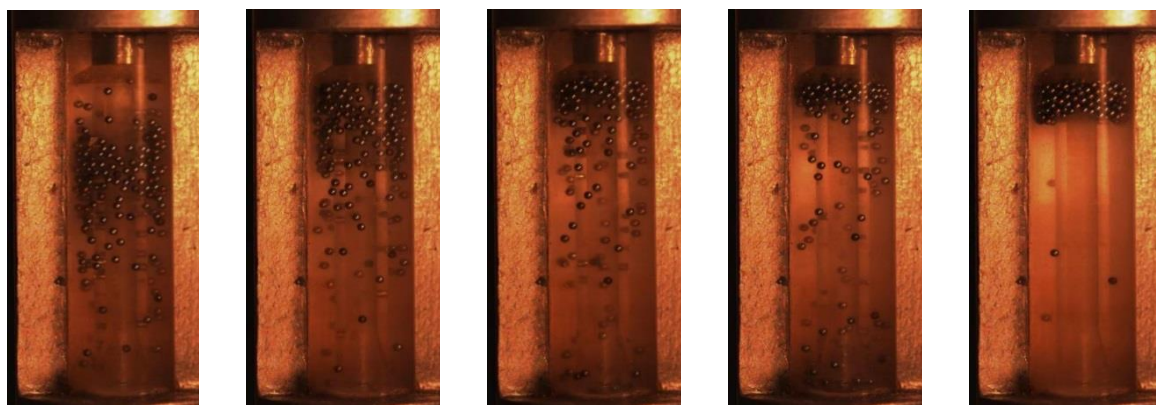


Рис. 5. Кадры, характеризующие этапы, предшествующие заклиниванию шаров начале бурения

Ниже приводится описание этапов, предшествующих заклиниванию шаров:

1. В начальный момент времени шары поднимаются в затрубном пространстве за счет взаимодействия с восходящим потоком жидкости.
2. Шары поднимаются к задерживающему устройству, взаимодействуя с которым, направляются к впускным окнам.
3. Пришедшие первыми к задерживающему устройству шары подсасываются через впускные окна в камеру смешения.
4. Количество шаров, проходящих через впускные окна меньше количества шаров, подходящих к задерживающему устройству. В результате у впускных окон наблюдается скопление шаров.

5. В определенный момент времени перед задерживающим устройством скапливается критическое количество шаров, когда нижерасположенные шары оказывают давление на вышележащие слои с силой, направленной вертикально вверх. В результате этого процесса шары, находящиеся перед впускными окнами, располагаются таким образом, что не имеют возможности проходить через впускные окна. Происходит их заклинивание.

Вышеописанные наблюдения позволили сделать следующие выводы. 1. Заклинка происходит в результате переизбытка шаров в системе, когда их количество больше оптимального, соответствующего наибольшей эффективности бурения. Следовательно, при правильном расчете оптимального количества шаров она не является серьезной проблемой. 2. Заклинка безусловно связана с использованием задерживающего устройства, поэтому избежать ее возможно путем совершенствования его конструкции и расположения относительно впускных окон.

Исследование влияния расстояния от долота до забоя на эффективность шароструйного бурения

Как известно [1], объем скважины $V_{скв}$ вычисляется по формуле:

$$V_{скв} = V_{ш} \cdot N \cdot t \cdot \rho, \quad (1)$$

где $V_{ш}$ – объем воронки разрушения при ударе одного шара; N – количество соударений шаров с забоем за единицу времени; t – время бурения; ρ – коэффициент, учитывающий снижение скорости разрушения в реальных условиях.

Благодаря высокоскоростной съемке удалось определить величину N при варьировании расстояния между долотом и забоем в ряду 5–10–15 мм (табл. 1). Как видно из табл. 1, при увеличении расстояния между долотом и забоем количество шаров, вступающих во взаимодействие с горной породой за единицу времени, падает. При увеличении расстояния с 5 мм до 10 мм, значение N падает на 10,3%, при увеличении расстояния с 5 до 15 мм – на 29,9%. Опираясь на формулу 1, мы можем сделать вывод, что при уменьшении количества шаров, участвующих в разрушении при увеличении расстояния между долотом и забоем должно наблюдаться уменьшение объемной скорости образования скважины, что подтверждено экспериментально. Наблюдения за процессом движения шаров показали, что в области под буровым снарядом наблюдаются скопления шаров, которые не могут быстро покинуть эту область. Причем при увеличении расстояния между долотом и забоем скоплений больше, что в свою очередь приводит к уменьшению количества шаров, проходящих в камере смешения в единицу времени.

Таблица 1

Количество шаров, проходящих в камере смешения за единицу времени, при разных значениях расстояния между долотом и забоем

Расстояние между долотом и забоем, мм	5	10	15
Количество шаров, проходящих в камере смешения в единицу времени, шт	583	529	497

Исследование влияния массы порции шаров на эффективность шароструйного бурения

Была проведена видеорегистрация процесса бурения при варьировании массы порции шаров. Обработка видео позволила подсчитать количество шаров, проходящих через камеру смешения в единицу времени (табл. 1). По полученным данным видно, что с увеличением количества шаров в системе их количество, проходящее в единицу времени, увеличивается, что должно приводить к большей эффективности бурения. Данные наблюдения подтверждены экспериментально. Также найдена причина уменьшения эффективности разрушения при большой массе порции шаров. Дело в том, что при увеличении общего количества шаров в призабойной зоне наблюдаются скопления шаров под буровым снарядом. В результате шары, движущиеся в сторону забоя, не долетая до него, сталкиваются с шарами, находящимися под снарядом. В результате этого скорость падающих шаров значительно снижается, что приводит к уменьшению объема скважины.

Таблица 2

Количество шаров, проходящих в камере смешения за единицу времени, при разных значениях расстояния между долотом и забоем

Масса порции шаров, г	5	15	25
Количество шаров, проходящих в камере смешения в единицу времени, шт	176	525	824

Исследование влияния диаметра используемых шаров на эффективность шароструйного бурения

При исследовании влияния диаметра используемых шаров на эффективность шароструйного бурения большую роль играет скорость шара в момент выхода из камеры смешения. Для ее фиксации использовалась программа «MeasureDynamics». Рассчитываются скорости движения 10 шаров, их значения осредняются. В табл. 3 представлены значения средних скоростей движения шаров различного диаметра на начальном и конечном участках камеры смешения.

По табл. 3 видно, что средняя скорость движения шаров от начального до конечного участка камеры смешения увеличивается. Следовательно, камеру смешения предпочтительно называть камерой разгона шаров. В связи с увеличением массы шара в ряду 2–2,5–3–3,5 мм наблюдается уменьшение скорости шара на конечном участке камеры смешения. В дальнейшем необходимо более детальное исследование влияния диаметра шаров на эффективность шароструйного бурения.

Таблица 3

Средняя скорость движения шаров различного диаметра на разных участках камеры смещения

Диаметр шара $d_{ш}$, мм	Масса шара $m_{ш}$, г	участок движения в камере смещения	Средняя скорость движения шара $V_{с}$, м/с
2	0,0329	начальный	7,42
		конечный	9,03
2,5	0,0642	начальный	7,16
		конечный	8,03
3	0,111	начальный	7,08
		конечный	7,95
3,5	0,176	начальный	6,62
		конечный	7,48

Основные выводы

Высокоскоростная съемка позволила исследовать процессы движения шаров и шлама при работе бурового снаряда. Была установлена причина заклинивания шаров предложены способы ее предупреждения. Исследована траектория движения шаров в камере смещения. Также полученная информация позволила скорректировать полученные ранее экспериментальные данные.

Литература

1. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ**

А.В. Ковалев, А.А. Яцкив, Е.Д.Исаев, А.А. Симон

Научный руководитель: профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из наиболее перспективных гидродинамических способов разрушения горных пород является абразивный способ, реализуемый с помощью шароструйного бурения. Данный способ был предложен американскими исследователями И.Э. Эскемем, Ф.Г. Дэйли, Л.У. Леджервудом и др. [3]. Результаты лабораторных и полевых исследований данного способа бурения А.Б. Уваковым [2] показали возможность достижения высоких механических скоростей бурения (до 20 м/час в крепких горных породах), а результаты работы казахского ученого С.А. Заурбекова показали превышение механической скорости на 20% и проходки на долото на 43% по сравнению с серийными долотами при бурении пород средней твердости [1].

Эффективность шароструйного бурения определяется свойствами горных пород, геометрическими параметрами скважины, геометрическими параметрами бурового снаряда и технологическими режимами бурения (рис. 1).

Одним из важнейших технологических параметров при шароструйном бурении является расстояние между долотом и забоем. Результаты исследований по изучению влияния данного параметра на эффективность разрушения горных пород приведены в различной литературе [1–3]. Известно, что существует оптимальное значение расстояния, при котором эффективность бурения максимальна. Оно зависит от многих факторов и предшествующими исследователями определялось опытным путем. Американские исследователи [3] предлагают принимать его в пределах 2,8–3,4 от диаметра камеры смещения. В результате экспериментальных исследований Уваковым А.Б. [2] установлено, что оптимальное расстояние аппарата от забоя, при котором скорость бурения максимальна, находится в пределах 1,8–3,3 диаметра камеры смещения. Заурбековым С.А. [1] установлен оптимальный зазор от долота до забоя, равный 3,6–4,5 от диаметра камеры смещения. Большой разброс значений указывает на необходимость более детальных исследований.

Нами проведено несколько серий опытов по исследованию влияния расстояния между долотом и забоем на эффективность разрушения керамической плитки при образовании криволинейного забоя. При этом исходными параметрами являлись: диаметр шаров $D_{ш}=3$ мм; масса порции шаров $m_{ш}=25$ г; диаметр сопла $d_c=2$ мм; диаметр камеры смещения $d_{кc}=8$ мм; длина камеры смещения $l_{кc}=82$ мм; угол раскрытия диффузора $\alpha_{pd}=10^\circ$; время бурения $t=2$ мин; расход жидкости при истечении из сопла $Q_c=6,7$ л/мин; давление перед соплом $P_c=1$ МПа.

Установлено, что при увеличении расстояния между долотом и забоем увеличивается диаметр скважины (рис. 2) и уменьшается ее объем (рис. 3). Изменение формы забоя при увеличении расстояния между долотом и забоем представлено на рис. 4. Характер увеличения диаметра скважины при этом можно отразить формулой (1):

$$R_{скв} = R_{кc} + R_{дз} \cdot tg\alpha_{pd}, \quad (1)$$

$R_{скв}$ – радиус скважины, мм; $R_{кc}$ – радиус камеры смещения, мм; $R_{дз}$ – расстояние между долотом и забоем, мм; α_{pd} – угол раскрытия диффузора.

Снижение объема разрушения керамической плитки поясняется тем, что шары, разогнавшиеся в камере смешения, вылетая из диффузора, тормозятся в потоке жидкости, движущейся с меньшей скоростью. Причем тормозящее действие тем больше, чем больше путь движения шаров.



Рис. 1. Классификация факторов, определяющих эффективность шароструйного бурения

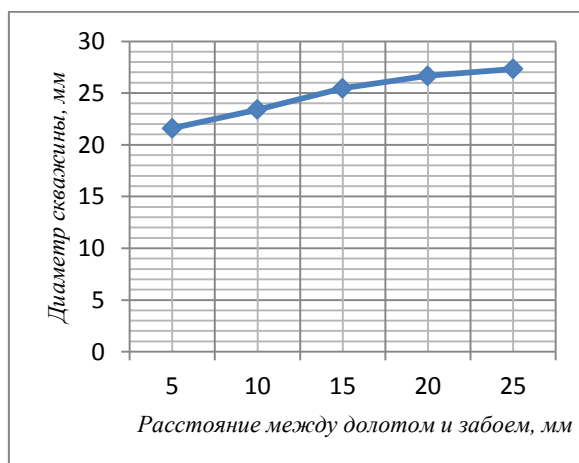


Рис. 2. Зависимость диаметра скважины от расстояния между долотом и забоем

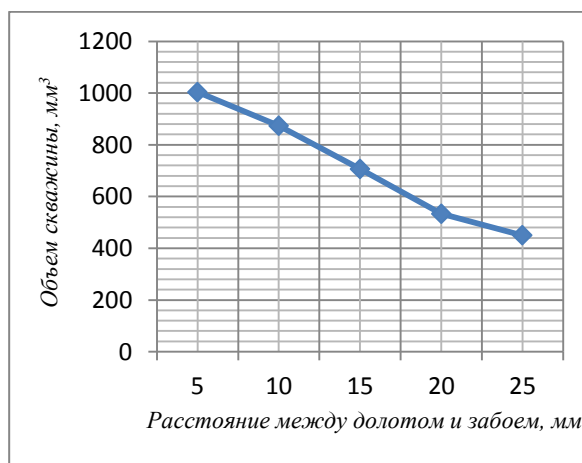


Рис. 3. Зависимость объема скважины от расстояния между долотом и забоем

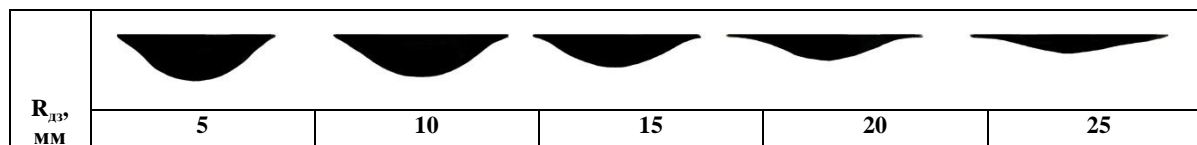


Рис. 4. Изменение формы криволинейной части забоя при увеличении расстояния между долотом и забоем

При шароструйном бурении существует оптимальное значение веса порции шаров, при котором скорость бурения максимальна [2]. Определить оптимальный вес порции шаров аналитическим путем очень сложно, поэтому для каждого конкретного случая необходимо устанавливать эту характеристику опытным путем.

Было проведено исследование влияния массы порции шаров на эффективность разрушения керамической плитки. Исходные параметры оставались такими же, как в предыдущих исследованиях, кроме расстояния между долотом и забоем, которое составляло 10 мм.

Установлено, что диаметр скважины слабо зависит от массы порции шаров. Независимо от длины камеры смешения при увеличении массы порции шаров объем скважины вначале увеличивается, а потом уменьшается, что говорит о наличии оптимального значения массы порции шаров для конкретных условий бурения (рис. 5). Вследствие недостаточного количества ударов шаров в начале эксперимента наблюдается небольшой объем скважины. При увеличении массы порции шаров наблюдается увеличение объема скважины до определенного предела. Дальнейшее повышение массы порции шаров приводит к снижению объема

скважины и прекращению процесса проходки. При пояснении данной закономерности необходимо отметить о скоплениях шаров в затрубном пространстве, что приводит к уменьшению их скорости в момент всасывания, большому времени их подъема. Кроме того при высоком значении массы порции шаров бурение прекращается из-за их заклинивания в затрубном пространстве (рис. 6). Заклинивание происходит вследствие того, что поднимаемые восходящим потоком шары прижимаются к задерживающему устройству.

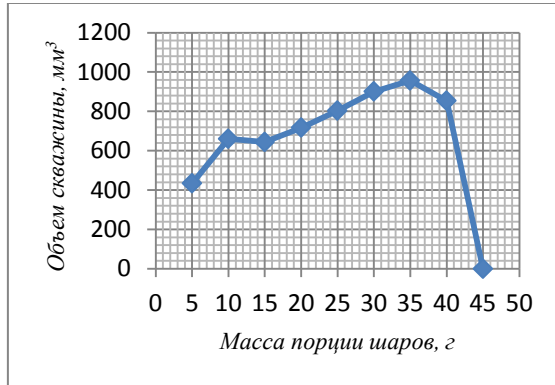


Рис. 5. Зависимость объема скважины от веса порции шаров



Рис. 6. Заклинивание шаров в затрубном пространстве

На рис. 5 можно выделить участки кривой, на которых при меньших значениях массы порции шаров наблюдается больший объем разрушения. Несмотря на малое количество шаров, участвующих в процессе разрушения, при малой порции шары будут быстрее уходить из пространства под аппаратом и подниматься в затрубном пространстве. При выходе из аппарата они будут обладать большей скоростью вследствие малого количества столкновений с другими шарами.

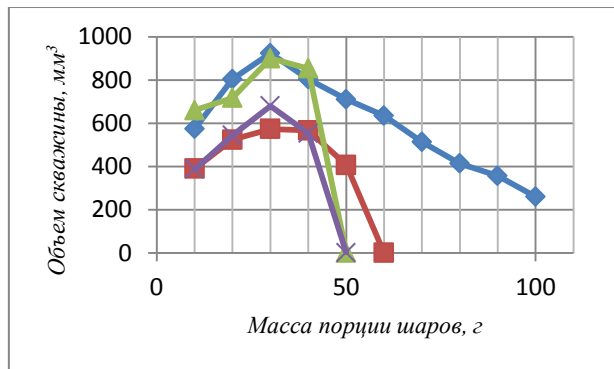


Рис. 7. Зависимость объема скважины от веса порции шаров

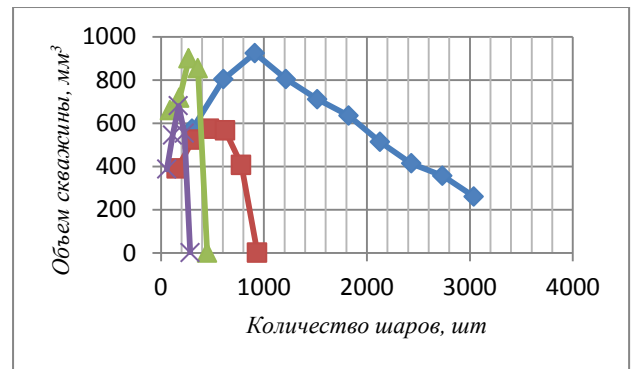


Рис. 8. Зависимость объема скважины от количества шаров

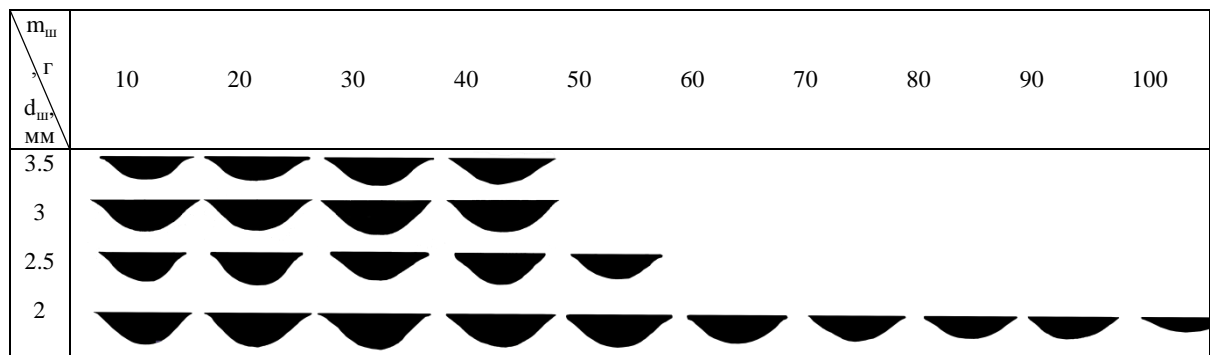


Рис. 9. Изменение формы забоя при варьировании массы порции шаров для разных значений диаметров шаров

На рис. 7–8 представлены графики зависимости объема скважины от веса порции шаров и количества шаров с диаметром 2; 2,5; 3 и 3,5 мм. Установлено, что в ряду диаметров используемых шаров 2–2,5–3–3,5 мм значение оптимального количества шаров уменьшается. При этом объем скважины, пробуренной шарами

диаметром 2 мм максимален (рис. 9), что объясняется большим количеством ударов шаров. Причем заклинивание шаров в затрубном пространстве при бурении шарами диаметром 2 мм не произошло, что говорит о работоспособности задерживающего устройства. Однако при бурении шарами 2 мм наблюдается меньшая разработка скважины по диаметру по сравнению с шарами диаметром 3 мм, что говорит о низком значении кинетической энергии шаров.

В дальнейшем необходимо:

1. Разработать рекомендации по определению оптимального расстояния от долота до забоя для конкретных геологотехнических условий.
2. Разработать инженерный способ расчета оптимальной массы порции шаров.
3. Найти причины заклинок при больших значениях массы порции шаров.
4. Определить максимально эффективный диаметр используемых шаров.
5. Разработать способ опускания снаряда на забой в процессе углубки скважины.

Литература

1. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
2. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
3. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Vol. 207. – 1956. – p. 135.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ШАРОСТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНЫХ БУРОВЫХ СНАРЯДОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ РАБОТЫ

А.В. Ковалев, А.А. Симон, А.А. Яцкив, Е.Д. Исаев

Научный руководитель: профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время струйные аппараты применяются в различных отраслях, в том числе при бурении и опробовании скважин. В частности известны следующие устройства: струйные насосы для откачки жидкостей из скважины, эжекторные колонковые снаряды для увеличения выхода керна, наддолотные эжекторные насосы для лучшего выноса шлама из призабойной зоны, смесители для ввода в буровой раствор порошковых материалов, струйные гидроуловители для извлечения из скважин крупных кусков металла, гидроэлеваторы для подъема пульпы при гидродобыче.

Одной из областей применения струйного аппарата является его использование в конструкции шароструйных снарядов, которые непрерывно подсаживая породоразрушающие шары и направляя их на забой скважины, обеспечивают разрушение горных пород. Известно, что эффективность работы шароструйных снарядов будет определяться точностью расчетов геометрических параметров струйного аппарата. Литературный обзор выявил значительное количество различных методик расчета струйных аппаратов [1–8], обладающих различной точностью и используемых при решении конкретных задач.

Ниже приводятся основные геометрические параметры снаряда и пояснения к их выбору и расчету.

Отношение площадей поперечного сечения камеры смешения и выходного сечения сопла (основной геометрический параметр струйного аппарата)

Геометрический параметр является важнейшей характеристикой и является критерием подобия струйных аппаратов. По рекомендациям многих авторов значение геометрического параметра трактуется по-разному. В связи с этим возникает необходимость в исследовании влияния геометрического параметра струйного аппарата на эффективность разрушения.

Выбирается диаметр камеры смешения, равный 8 мм. Выбор диаметра камеры смешения проводился посредством оценки возможностей имеющегося насосного оборудования.

По экспериментальным данным Увакова А.Б. [7] для избежания заклинивания шаров в камере смешения ее диаметр должен определяться по формуле:

$$d_{\text{кс}} \geq 2,2 \cdot d_{\text{ш}}, \quad (1)$$

где $d_{\text{ш}}$ – диаметр шара.

В соответствии с этим для лабораторных исследований возможно использование шаров диаметром не более 3,5 мм.

Форма выходного сечения рабочего сопла

От выбора геометрической формы сопла зависит изменение перепадов давлений и расхода жидкости. Наиболее распространенными являются цилиндрические, конические и коноидальные насадки. Коноидальные насадки дают наибольшие выходные скорости и расходы, однако они трудоемки в изготовлении. Цилиндрические насадки, увеличивая расход жидкости, уменьшают скорости истечения, т.к. увеличиваются потери напора. Благодаря незначительному внутреннему сжатию потери напора в конической сходящейся насадке меньше, чем в цилиндрической, коэффициент скорости больше, а коэффициент сжатия меньше. По [2,7] наилучшие результаты дает сопло, выполненное в виде конической насадки, заканчивающейся коротким цилиндрическим срыском. Коническая насадка увеличивает выходную скорость, а цилиндрическая часть

сохраняет форму струи и предотвращает ее от разбрызгивания. При этом установлено, что такая ступенчатая форма сопла увеличивает его рабочий ресурс.

Для проведения лабораторных исследований спроектировано сопло цилиндрической формы переменного сечения в силу трудоемкости изготовления сопел другой формы.

Размеры рабочего сопла

По экспериментальным данным [4,8] оптимальное значение угла конусности конической части насадки составляет 12–15°, согласно [7] оптимальный угол конусности составляет 13°24'.

Согласно [2] длина цилиндрической части сопла определяется по формуле:

$$l_{\text{соп}}^{\text{цил}} = (1 - 2) \cdot d_{\text{соп}}^{\text{цил}}, \quad (2)$$

где $d_{\text{соп}}^{\text{цил}}$ – диаметр цилиндрической части сопла.

Планируется проведение исследований струйных аппаратов с использованием сопел диаметром 1,5; 2; 2,5 и 3 мм. Длина сопла для всех выбранных диаметров составляет 4 мм.

Оптимальное расстояние между выходным сечением рабочего сопла и входным сечением камеры смешения

Расчет производится из условия, что при расчетном коэффициенте эжекции конечное сечение свободной струи равно входному сечению камеры смешения.

Согласно [1] расстояние между выходным сечением рабочего сопла и входным сечением камеры смешения определяется по формуле:

$$l_{\text{кс}}^{\text{соп}} = (1 - 1,5) \cdot d_{\text{кс}}. \quad (3)$$

Согласно [3, 4,8] расстояние определяется нижеприведенным выражением:

$$l_{\text{кс}}^{\text{соп}} = (1 - 3) \cdot d_{\text{соп}}^{\text{цил}}. \quad (4)$$

В соответствии с вышесказанным выбирается расстояние между выходным сечением рабочего сопла и входным сечением камеры смешения, равное 10 мм. Высота технологических окон для свободного прохождения используемых шаров принимается равной 4 мм.

Форма входного участка камеры смешения

Влияние формы входного участка камеры смешения учитывается коэффициентом инжектируемого потока, представляющим собой произведение коэффициентов скорости камеры смешения, диффузора и входного участка. Изменение формы входного участка камеры смешения влияет на величину коэффициента скорости входного участка. При уменьшении коэффициента скорости уменьшается коэффициент инжектируемого потока, падает коэффициент инжекции или уменьшается степень сжатия аппарата.

Согласно данным, представленным в работе [3], наиболее рациональной является коноидальная форма, однако она сложна в изготовлении. Наиболее простой и в тоже время обладающей незначительным сопротивлением является коническая форма с углом конусности 45–60° [4–5].

По конструктивным соображениям вход в камеру смешения снабжен фаской шириной 0,5 мм под углом 45°.

Относительная длина камеры смешения

Этот параметр играет важную роль в рабочем процессе струйного аппарата. Для уменьшения потерь давления в диффузоре смешанный поток должен поступать из камеры смешения с выравненным профилем скоростей, что достигается при достаточно большом значении длины камеры смешения. В то же время излишняя длина приводит к увеличению потерь на трение в камере смешения. Таким образом, оптимальной является такая длина камеры смешения, при которой гидравлические потери минимальны.

Величина оптимальной длины камеры смешения разными авторами [3, 5–8] определяется по-разному, зависит от геометрического параметра струйного аппарата и требует более глубокого экспериментального изучения.

Наиболее распространенные рекомендуемые значения относительной длины камеры смешения находятся в пределах:

$$l_d^{\text{кс}} = (6 - 8) \cdot d_{\text{кс}} \quad (5)$$

Для исследования влияния длины камеры смешения на эффективность разрушения горных пород изготовлены камеры смешения длинами 82, 52 и 22 мм.

Размеры диффузора

Наиболее сложной задачей расчета является установление оптимальной формы диффузора, соответствующей безотрывному течению и минимуму потерь энергии при заданных режимных параметрах.

По экспериментальным данным, приведенным в большинстве работ [3,5,6,8], значение оптимального угла раскрытия диффузора составляет 8°. На основании экспериментальных исследований [7] установлено, что наилучшая скорость проходки при шароструйном бурении наблюдается при угле раствора диффузора, равным 30°. Авторы объясняют это тем, что с увеличением угла раствора уменьшается длина диффузора, что в свою очередь ведет к увеличению величины скорости шара, с которой он ударяется о забой скважины.

Высоту диффузора можно определить по формуле:

$$l_d = \left(\frac{d_{\text{сд}} - d_{\text{кк}}}{2} - r_1 \right) / \text{tg } \alpha, \quad (6)$$

где $d_{\text{сд}}$ – наружный диаметр струйного аппарата, r_1 – толщина стенки диффузора в выходном сечении, α – угол раскрытия диффузора.

Планируется использование диффузоров с углами раскрытия 10°, 20° и 30°.

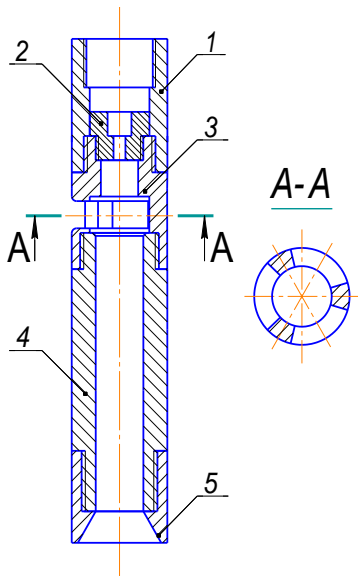


Рис. 1. Шароструйно-эжекторный буровой снаряд:
 1 – переходник на нагнетательную магистраль;
 2 – сопло; 3 – камера всасывания; 4 – камера
 смешения; 5 – диффузор

Для изучения влияния геометрических параметров составных частей аппарата на эффективность разрушения горных пород нами разработан струйный аппарат с возможностью смены его частей (рис. 1).

На первом этапе исследований было выявлено, что наиболее эффективным диаметром сопла для лабораторных исследований из ряда 1,5; 2; 2,5 и 3 мм является 2 мм (геометрический параметр равен 16).

Далее проведено исследование влияния угла раскрытия диффузора на эффективность забуривания керамической плитке. При этом варьировалось расстояние между долотом и забоем. Исходными параметрами являлись: диаметр шаров $D_{ш} = 3$ мм; масса порции шаров $m_{ш} = 25$ г; диаметр сопла $d_c = 2$ мм; диаметр камеры смешения $d_{кс} = 8$ мм; длина камеры смешения $l_{кс} = 82$ мм; время бурения $t = 2$ мин; расход жидкости при истечении из сопла $Q_c = 6,7$ л/мин; давление перед соплом $P_c = 1$ МПа. На основе экспериментальных данных построены графики, представленные на рис. 2 и 3. Результаты исследований формы криволинейного забоя представлены на рис. 4.

Из рис. 2–3 видно, что при уменьшении угла раскрытия диффузора в ряду $30^\circ - 20^\circ - 10^\circ$ диаметр скважины и ее объем увеличиваются. Проинтерпретировать данные зависимости можно следующим образом. Как известно, профиль скоростей в камере смешения весьма неравномерен. Скорость смешанного потока у стенки камеры смешения меньше скорости потока вблизи оси камеры. Причем профиль скоростей выравнивается при отдалении от входа в камеру смешения. Для условия сохранения величины стенки аппарата длина диффузора тем больше, чем меньше угол раскрытия. Таким образом, на периферийную часть забоя будет воздействовать шары с большей скоростью, что и обусловит увеличение разработки скважины и ее объема.

Для определения оптимальной длины камеры смешения были проведены три серии экспериментов при варьировании веса порции шаров. По полученным данным построен график, представленный на рис. 5.

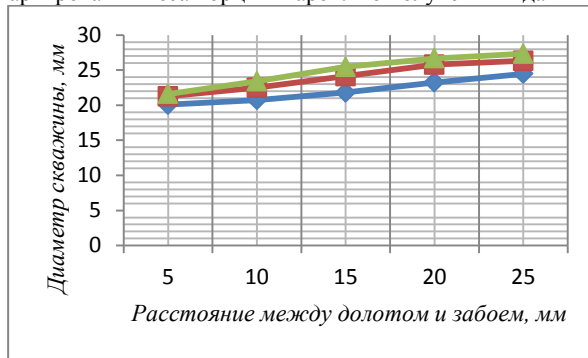


Рис. 2. Зависимость диаметра скважины от расстояния между долотом и забоем

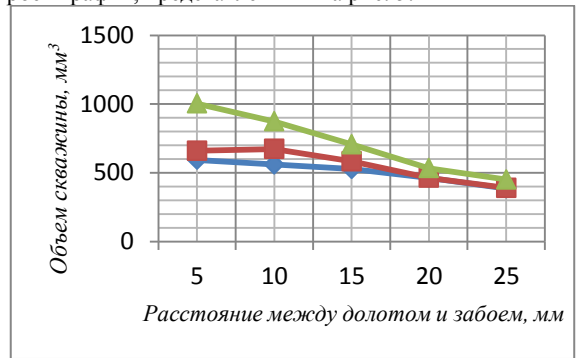


Рис. 3. Зависимость объема скважины от расстояния между долотом и забоем

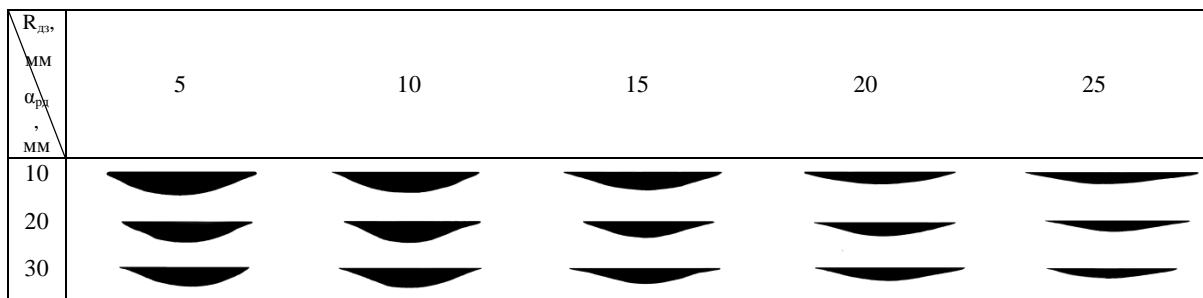


Рис. 4. Изменение формы криволинейного забоя при варьировании расстояния между долотом и забоем с использованием диффузоров с различным углом раскрытия

В процессе исследований было установлено, что при уменьшении длины камеры смещения оптимальное количество шаров в скважине уменьшается, что поясняется более быстрым подъемом шаров в затрубном пространстве для последующего всасывания. Кроме того, значения объема скважины при оптимальной массе порции шаров при бурении снарядом с длиной камеры смещения, равной 82 мм, примерно равен объему скважины при использовании камеры смещения длиной 22 мм. При использовании короткой камеры смещения несмотря на меньшее значение оптимальной массы шаров, количество шаров, совершивших рабочий цикл в единицу времени, будет больше. Из рис. 6 видно, что при бурении снарядом с камерой смещения длиной 22 мм диаметр скважины максимален, а глубина скважины минимальна, что объясняется относительно меньшей скоростью шаров.

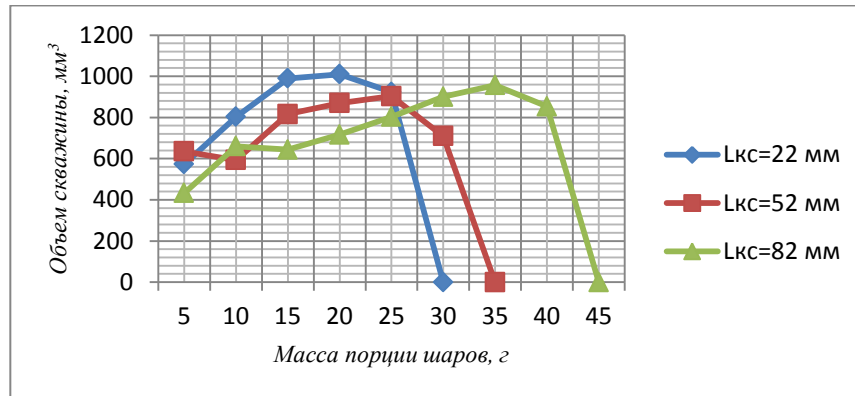


Рис. 5. Зависимость объема скважины от веса порции шаров

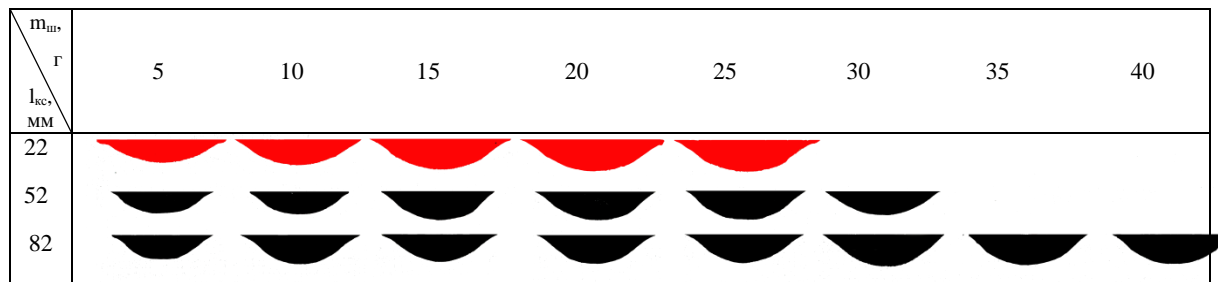


Рис. 6. Изменение формы криволинейного забоя при варьировании массы порции шаров и длины камеры смещения

Таким образом, выполненные исследования позволили получить качественную и количественную оценку влияния различных геометрических параметров на эффективность разрушения горных пород, что позволяет формировать рекомендации для проектирования реальных снарядов для шароструйного бурения и разрабатывать методики инженерного расчета их геометрических параметров.

Литература

1. Арбит В. С. Исследование и разработка методики расчета азекторных буровых устройств с целью создания эффективных технических средств для бурения и освоения скважин: дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 1974. – 204 с.
2. Башта Т.М. Машиностроительная гидравлика. – М.: Машиностроение, 1971. – 671 с.
3. Кирилловский Ю.Л., Подвидз Л.Г. Рабочий процесс и основы расчета струйных насосов // Труды ВНГМ.– 1960.– Вып. 26. – С. 96–135.
4. Помазкова З.С. Расчет струйных насосов к установкам для нефтяных скважин. – М.: б.и., 1961. – 66 с.
5. Сазонов Р. П. Экспериментальное исследование водоструйных насосов с цилиндрической камерой смещения // Изв. ВТИ, 1949. – № 11. – С. 13–17.
6. Соколов Е. Я. Струйные аппараты / Е. Я. Соколов, Н. М. Зингер. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 350 с.
7. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
8. Фридман Б. Э. Гидроэлеваторы. – М.: Машгиз, 1960. – 323с.

**АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ
ВЫБОРА ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-
КОНСТРУКТОРСКИХ РАБОТ****А.В. Ковалев, Д.А. Якушев**

Научный руководитель: профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данном этапе развития техники и технологии бурения скважин одной из основных проблем была и остается сложность бурения в крепких и очень крепких горных породах. Традиционные способы бурения в таких породах неэффективны вследствие быстрого изнашивания разрушающего инструмента и малой механической скорости бурения. Альтернативным является шароструйный способ бурения с применением шароструйных аппаратов.

На рис. 1 изображена схема работы такого аппарата. Принцип действия следующий: рабочая жидкость, подводимая к аппарату с большой скоростью, проходит камеру подвода рабочей жидкости 1, ускоряется в сопле 2 и на выходе из него истекает с большой скоростью в камеру смешения 3. При этом в пространстве, окружающем выход сопла с внешней стороны, образуется зона разряжения. В корпусе аппарата выполнены впускные окна 4, через которые благодаря разряжению происходит всасывание рабочей жидкости со взвешенными шарами 6 и частицами шлама 7 из затрубного пространства. Далее двухфазная смесь проходит через камеру смешения, поступает в диффузор 5 и ударяется о разрушаемый материал 8, осуществляя разрушение.

Обширные исследования шароструйного бурения проводились в середине прошлого столетия, их анализ позволил выделить ряд преимуществ шароструйного бурения:

- возможность реализации на забое скважины большой мощности;
- значительная продолжительность рейса, которая будет ограничиваться лишь износостойкостью шароструйного аппарата;
- простота конструкции шароструйного аппарата;
- отсутствие необходимости в создании высоких осевых нагрузок на ПРИ;
- возможность бурения с малой частотой вращения ПРИ (а также без вращения), что позволяет уменьшить износ буровых труб, упростить условия для проходки направленных скважин.

Самым важным звеном при шароструйном бурении является непосредственно сам шароструйный аппарат, так как именно он реализует взаимодействие шаров с породой на забое, создавая необходимые условия и передавая необходимую энергию для циркуляции шаров и осуществления разрушения горной породы. В процессе исследований было проведено значительное количество поисковых работ, а также проанализированы различные конструкции шароструйных снарядов, которые позволили выделить следующие проблемы:

1. Серьезнейшей проблемой является формирование периферийной части забоя скважины, т.к. он имеет вогнутую форму (рис. 1).

2. Известно, что для эффективного разрушения горных пород буровой снаряд необходимо располагать на определенном расстоянии от забоя скважины. Поэтому имеет место проблема поддержания оптимального расстояния между долотом и забоем.

3. При работе снаряда существует проблема обеспечения оптимальной траектории движения шаров, которая обеспечивала бы быстрый подъем в затрубном пространстве, быстрое прохождение через впускные окна и эффективное разрушение горных пород.

Проблема формирования периферийной части забоя скважины решается различными авторами по-разному. Разрушение периферийной части забоя реализуется с помощью:

- механического вооружения лопастного [3, 5, 6, 7, 10] и дробового [11] типов;
- ударов шаров, вылетающих из диффузора струйного аппарата [2, 4, 7, 8, 11–15];
- установки струйного аппарата под углом к оси скважины [2, 10].

Уваков А.Б. при углубке скважины поддерживал оптимальное расстояние между долотом и забоем следующим образом. Рассчитав среднюю механическую скорость проходки в определенных породах, буровой снаряд через равный промежуток времени спускается на определенное расстояние (например, через каждые 2 мин на 1 см). Однако использование данного способа сомнительно при бурении глубоких скважин при малой геологической изученности района работ. Другие способы решения проблемы поддержания расстояния между снарядом и забоем скважины были предложены в патентных и иных материалах:

- использование специального устройства для измерения расстояния от среза струйного аппарата до забоя скважины, выполненного на основе механического шупа [1] и счетчика количества шаров, проходящих через камеру смешения [4];
- жесткое закрепление струйного аппарата относительно механического вооружения, разрушающего периферийную [3, 5, 6, 7, 10, 11] и центральную [8, 12] части забоя.

В процессе поисковых работ были найдены следующие решения проблемы обеспечения оптимальной траектории движения шаров:

- установка магнита в нижнюю часть корпуса аппарата, который позволяет перемещать шары из центральной части забоя к стенкам корпуса [7];
- использование бункера для сбора и последующего всасывания шаров в камеру смешения [1, 2, 7, 10, 11, 13, 14];
- резкое уменьшение площади снаряда над впускными окнами, что позволяет значительно снизить скорость восходящего потока и направить шары в камеру смешения для дальнейшего разрушения забоя скважины [1, 2, 4, 6, 7, 10, 12–14];
- удержание поднимающихся восходящим потоком шаров при помощи задерживающего устройства [8, 12] и конструктивно в корпусе снаряда [3, 5];
- поднятие шаров паром при использовании газообразных рабочих агентов [5, 14].

Процесс бурения сопровождается износом как шароструйного снаряда, который взаимодействует с шарами, так и шаров, взаимодействующих с горной породой и снарядом. При этом возможен сильный износ следующих частей снаряда: первичного сопла вследствие абразивного воздействия бурового раствора, окон всасывания за счет трения шаров, камеры смешения за счет кавитационной эрозии, выходного торца диффузора вследствие отскоков шаров от забоя. Поэтому актуальна разработка мероприятий по уменьшению износа снаряда. Если же износ снаряда неизбежен, можно использовать техническое решение, позволяющее производить смену струйного аппарата без подъема бурильных труб [3, 5]. Проблему износа шаров можно решить использованием твердосплавных шаров, обладающих высокой износостойкостью, и оптимизацией траектории их движения. Следует отметить, что для увеличения рейсовой скорости бурения необходима подпитка новыми шарами взамен изношенных. Однако техническое решение данной проблемы до сих пор отсутствует.

При использовании механического вооружения для разрушения периферийной части забоя скважины возможны его заклинки, которые можно ликвидировать за счет возможности отклонения камеры смешения при создании определенного значения осевой нагрузки [6]. Так как имеется сложность поддержания цилиндрической формы скважины, компоновка бурильной колонны может быть снабжена калибратором для проработки стенок скважины [8, 12].

Эффективность шароструйного бурения определяется многими факторами, поэтому изменение условий бурения (например, переход от бурения одной породы к другой) должно сопровождаться корректировкой работы снаряда без подъема колонны бурильных труб. Поэтому необходима разработка средств автоматизации и средств контроля процесса углубки скважины.

Известно [9], что процесс бурения шароструйным способом складывается из определенных последовательных этапов: 1) спуск в скважину шаров; 2) спуск в скважину шароструйного аппарата; 3) процесс бурения; 4) подъем аппарата из скважины; 5) извлечение шаров с забоя скважины. В работе [9] представлена единственно доступная информация о проведении полевых испытаний данного способа. По этим данным было опробовано два способа доставки шаров на забой. Первый способ заключается в доставке шаров в бумажных пакетах, сбрасываемых в скважину, которые после начала бурения размягчаются и выносятся на поверхность. Второй вариант доставки – с помощью контейнера, представляющего из себя колонковую трубу, суженную в нижней части и забитую глиной. Контейнер спускают на бурильных трубах, включением насоса под давлением жидкости шары выдавливаются из контейнера, после чего он поднимается. Для извлечения шаров с забоя скважины используют шароуловители различных конструкций, спускаемых на забой после извлечения долота из скважины. Трудоемкость, низкая надежность и значительные потери времени на спуско-подъемные операции при выполнении этих операций требуют проведения детального анализа, изучения и совершенствования технологии шароструйного бурения. Так, например, возможна разработка устройства, способного спускать буровой снаряд с шарами на забой скважины, и поднимать шары с забоя скважины вместе со снарядом после окончания рейса без дополнительного спуска шароуловителя.

Кроме того, известны конструкции шароструйной бурильной головки [12], шароструйного снаряда с нагревателем для бурения в мерзлых горных породах [5].

На основе вышеизложенного дальнейшее развитие шароструйного бурения возможно за счет разработки технических средств, обеспечивающих:

- оптимальную траекторию движения шаров;
- эффективное разрушение периферийной части забоя скважины;
- поддержание оптимального расстояния между долотом и забоем;

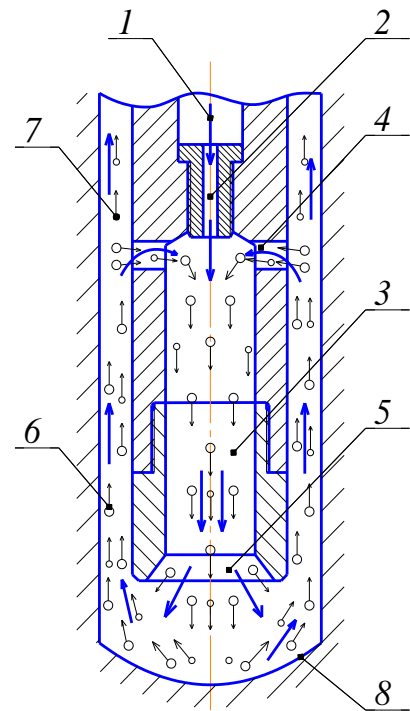


Рис. 1. Схема работы шароструйного аппарата:

- 1) камера подвода рабочей жидкости;
- 2) сопло; 3) камера смешения;
- 4) впускные окна; 5) диффузор;
- 6) шары; 7) частицы шлама;
- 8) разрушаемый материал

- возможность контроля процесса углубки скважины;
- возможность управления работой шароструйного аппарата без прерывания процесса бурения и осуществления спуско-подъемных операций;
- подпитку изношенных шаров новыми в процессе бурения;
- спуск на забой порции шаров и подъем шаров с забоя скважины без подъема бурильных труб;
- отбор керна;
- забурку скважины с поверхности и т.д.

Литература

1. Патент США №2724574, кл. 175-28. Hydraulic standoff control for pellet impact drilling / Ledgerwood L.W. – Заявлено 29.01.1952; Оpubл. 22.11.1955.
2. Штрассер В.В. Исследование процессов разрушения горных пород ударами шаров (к теории шароструйного бурения): дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук / В.В. Штрассер; Южно-Казахстанское геологическое управление, Партия техники разведки; науч. рук. Г.Л. Кушев, А.Б. Уваков. – Алма-Ата, 1966. – 217 с.
3. Патент № 417599, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / А.Б. Уваков, В.В. Штрассер – № 1451266; Заявлено 15.06.1970; Оpubл. 28.02.1974.
4. Патент № 870705, Е 21 С 37/16, Е 21 С 21/00, Е 21 В 7/18. Способ эрозионного бурения скважин и устройство для его осуществления / Л.С. Дербенев, А.А. Боголюбов, А.А. Капустин, Г.Г. Каркашадзе, Г.А. Янченко – № 2798122/22-03; Заявлено 18.07.1979; Оpubл. 07.10.1981.
5. Патент № 939710, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / Коротков В. П. – № 3009898; Заявлено 02.12.80; Оpubл. 30.06.82.
6. Патент № 1120733, Е 21 В 7/18. Устройство для шароструйного бурения скважин / А.В. Дугарцыренов, О.Р. Ларин, Е.А. Потехин, Л.С. Дербенев, А.А. Боголюбов, Г.Г. Каркашадзе, И.В. Чугунов – № 3597561; Заявлено 31.05.1983; Оpubл. 15.08.1986.
7. Патент № 2114274, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / Т.Н. Зубкова – № 96123178/03; Заявлено 05.12.1996; Оpubл. 27.06.1998.
8. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
9. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
10. Патент №2124620, Е 21 В 7/18. Устройство для шароструйного бурения скважин / Т.Н. Зубкова – № 97100372/03; Заявлено 14.01.1997; Оpubл. 10.01.1999.
11. Игнатов А.А., Вяткин С.С. Особенности конструкции и механики работы нового гидродинамического снаряда // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. – 2011. – Вып. 14. – С. 58–61.
12. Патент № 1002498, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд / М.М. Майлибаев – № 3278854/22-03; Заявлено 24.04.1981; Оpubл. 07.03.1983.
13. Патент № 1032837, Е 21 В 7/18, Е 21 В 7/14. Устройство для термомеханического бурения скважин / О.Л. Дербенева, А.В. Дугарцыренов, О.Р. Ларин, И.В. Чугунов - № 3373919/22-03; Заявлено 29.12.1981; Оpubл. 15.08.1986.
14. Патент № 685825, Е 21 С 37/16, Е 21 С 21/00, Е 21 В 7/18. Способ термомеханического бурения скважин / Г. А. Янченко, И.В. Чугунов, Я.И. Шнапир, Г.Г. Каркашадзе, А.А. Капустин, О.Л. Дербенева, В.Е. Горяев, Г.К. Герасимов, А.А. Боголюбов, Л.С. Дербенев – № 2623146/22-03; Заявлено 02.06.1978; Оpubл. 15.09.1979.
15. Патент № 188407, Е 21 С 21/00. Способ термодинамического разрушения горных пород / В.Е. Горяев - № 1021728/22-3; Заявлено 30.07.1965; Оpubл. 28.11.1966.

**КАПЕЛЮШНИКОВ МАТВЕЙ АЛКУМОВИЧ - ИЗОБРЕТАТЕЛЬ 1-ГО ТУРБОБУРА
(К 100-ЛЕТИЮ СО ДНЯ ОКОНЧАНИЯ ТТИ (ТПУ))**

Я.Е. Колмаков

Научный руководитель: доцент В.И. Брылин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Матвей Алкумович родился 12 сентября 1886 года в грузинском селении Аббас-Туман, недалеко от Ахал-Цихе.

Обучение Капелюшников начал в железнодорожном училище в Елизаветполе (ныне азербайджанский город Гянджа), а закончил на механическом факультете Томского технического института в 1914 г.

После окончания института переехал в Баку и начал свою трудовую деятельность конструктором технического отдела нефтепромышленной фирмы «Бакинское общество русской нефти» (БОРН). Именно в "Бакинском обществе русской нефти" Матвей Алкумович проектировал установки для роторного бурения, но уже задумывался о создании забойного способа добычи нефти.

В 1915-1918 гг. работал конструктором буровых станков и механиком нефтеперегонного завода К.В.Быховского. затем - на заводе «Каспийского товарищества», а в 1920-1924 гг. был членом коллегии управления нефтеперегонными заводами третьей группы треста Азнефть в Баку 1923-1933 гг. работал заместителем начальника технического бюро объединения Азнефть.

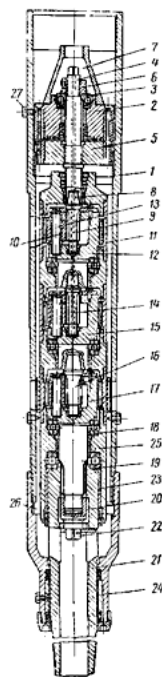


Рис.1. Турбобур Капелюшников с трехъярусным редуктором.

1—корпус; 2—направляющий аппарат; 3—шариковый подшипник; 4—вал; 5—ротор; 6—регулирующая шайба; 7—картер; 8—гнездо с конусной резьбой; 9—центральная шестерня планетарной передачи; 10—промежуточные шестерни планетарной передачи; 11—венец; 12—каретка; 13—оси сателлитов; 14—хвостовик; 15—вторая каретка; 16—хвостовик третьего яруса; 17—третья каретка; 18—верхний осевой подшипник; 19—нижний осевой подшипник; 20—шлицевое устройство; 21—шпиндель; 22—гайка; 23—штулка в корпусе редуктора; 24—штулка в нижнем; 25—корпус редуктора; 26—выступы редуктора; 27—стопор.

С самого начала развития бурения техническая мысль искала решение задачи переноса двигателя, вращающего долото, непосредственно на забой скважины.

В 1923 г. Капелюшников М.А. предложил и разработал совместно с инженерами С. М. Волохом и Н. А. Корневым конструкцию забойного двигателя для бурения скважин, освобождающий бурильные трубы от передачи вращения долоту, оставляя их неподвижными. Забойный двигатель, названный турбобуром Капелюшников [3] (рис.1) располагался непосредственно над долотом, приводил последнее во вращение. В турбобуре Капелюшников вращение вала создавалось одноступенчатой турбиной.

Турбобур Капелюшников развивал мощность 10—12 л.с. и представлял собой забойный гидравлический двигатель, выполненный на базе обычной одноступенчатой осевой турбины, т. е. имелись один диск статора и один диск ротора (рис.2), а вал турбины через промежуточный многоярусный планетарный редуктор приводил во вращение долото(рис. 1).

Турбобур был показан на выставке в США, где работал на 60% быстрее, чем привычные роторные установки, а энергии расходовал в три раза меньше. С этого изобретения началась история турбинного бурения. Приоритет изобретения турбобура был признан в Великобритании (патент от 11 марта 1925 г.) и в СССР (патент от 31 августа 1925 г.)[4].

Турбобур Капелюшников начали применять с 1925—1926 гг. в Азнефти (главным образом в Сураханах). За 10 лет этим турбобуром было пробурено около 100 000 м.

Турбобуры Капелюшников не нашли широкого применения и в 1934 г. были сняты с бурения, так как при одноступенчатой турбине жидкость протекала по ее лопаткам со скоростью 50—70 м/с.

Такая высокая скорость движения жидкости, несущей абразивные частицы разбуриваемых пород, приводила к исключительно быстрой сработке лопаток турбины. Поэтому проходка за рейс определялась не стойкостью долота, а работоспособностью самого турбобура. Кроме того, турбобур Капелюшников имел невысокую мощность и низкий к. п. д. Вместе с тем опыт применения турбобура Капелюшников выявил ряд преимуществ турбинного бурения перед роторным, в частности целесообразность переноса двигателя на забой. Однако коммерческие скорости бурения в начальный период внедрения новых турбобуров были только на уровне коммерческих скоростей роторного бурения. Это объяснялось тем, что наша промышленность в рассматриваемый период не имела шарошечных долот, способных удовлетворять условиям высокооборотного турбинного бурения, и что качество и мощность насосных установок не обеспечивали бесперебойную работу турбобуров.

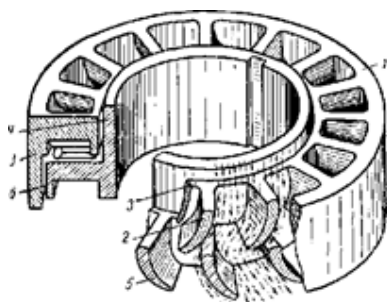


Рис. 2. Общий вид статора и ротора турбобура и принцип действия турбины: 1 — наружное кольцо статора; 2 — лопатки статора; 3 — внутренний обод статора; 4 — внутреннее кольцо ротора; 5 — лопатки ротора; 6 — наружный обод ротора

Чтобы турбобур получил возможность широкого применения, необходимо было уменьшить скорость вращения вала, увеличить стойкость деталей турбобура и сделать его надежным в работе. Проблему турбинного бурения, пришедшего на смену роторному бурению, удалось решить только на базе многоступенчатых турбобуров, режимы работы которых характеризовались высокими числами оборотов и большими нагрузками на долото, недоступными роторному бурению [1]. В 1934 г. инж. П. П. Шумилов, Р. А. Иоаннесян, Э. И. Тагиев и М. Т. Гусман [2] предложили новый турбобур, принципиально отличавшийся от турбобура Капелюшникова. В этом турбобуре была предусмотрена специально разработанная многоступенчатая турбина. В новом турбобуре число ступеней доходило до 100–150, это позволило резко увеличить мощность турбобура (по сравнению с турбобуром Капелюшникова в 10–20 раз), снизить скорость протекания жидкости в каналах многоступенчатой турбины (8–12 м/с) и тем самым устранить необходимость в редукторе. При этом благодаря небольшой скорости лопатки турбинок не изнашиваются от абразивного действия струи промывочной жидкости.

Первые опыты бурения многоступенчатым турбобуром, проведенные в 1935–1936 гг., подтвердили все преимущества новой конструкции. Дальнейшая работа по созданию турбобура для бурения скважин в основном проводилась по линии усовершенствования конструкции: повышалась их мощность, к.п.д., улучшались характеристики и эксплуатационные качества, увеличивался межремонтный срок работы. Эта работа закончилась в 1939–1940 гг. созданием промышленного типа турбобура.

Внедрение многоступенчатого турбобура в практику бурения началось в 1940–1941 гг. в Баку. Одновременно были проведены испытания и начато турбинное бурение скважин в нефтяных районах Урало-Поволжья.

В 1942–1943 гг. были полностью переведены на турбинное бурение конторы бурения треста Краснокамскнефть. С 1944 г. турбинный способ бурения начали широко применять во всех основных нефтяных районах. В послевоенные годы турбинное бурение стало одним из основных видов бурения в Советском Союзе.

Отечественной промышленностью освоено производство турбобуров следующих типов[1]: односекционные, секционные, с плавающими статорами, с независимой подвеской валов секций, термостойкие турбобуры для скважин с температурой до 240 °С, редукторные и малогабаритные турбобуры для бурения и ремонта скважин.

В дальнейшем М. А. Капелюшников с 1931 по 1934 год в Баку спроектировал и построен первый советский крекинг-завод, и Матвей Алкумович работал директором этого завода, с 1933-го по 1936 годы - директор Азербайджанского научно-исследовательского института (АзНИИ) им. В. В. Куйбышева. В 1939 г. он совместно с инженером С.Л.Залкиным внедрил в производство пневматическое управление буровыми скважинами.

А с 1937 по 1959 года - Капелюшников работает заведующим лабораторией физики нефтяного пласта Института нефти АН СССР и Института геологии и разработки горючих ископаемых и является профессором кафедры бурения нефтяных и газовых скважин МНИ им. И.М. Губкина.

В 1949 г. им в соавторстве с В. М. Фокеевым было предложено нагнетание в пласт газа высокого давления для повышения нефтеотдачи. Кроме того М. А. Капелюшников разработал ряд аппаратов и механизмов, облегчающих и механизмирующих бурение скважин.

Матвей Алкумович Капелюшников - доктор технических наук, профессор, член-корреспондент АН СССР (1939), заслуженный деятель науки и техники РСФСР (1947).

Награжден орденами и медалями СССР, в том числе двумя орденами Ленина.

Умер 5 июля 1959 года и похоронен в городе Москва.

Литература

1. Булатов А.И., Долгов СВ. Спутник буровика: Справ, пособие: - М.: ООО«Недра-Бизнесцентр», 2006. - 379 с.
2. Гусман М.Т. Турбобур / М. Т. Гусман, Г. С. Баршай. - М.: Молодая гвардия, 1957. - 64 с.
3. Н. И. Шацов и др. Бурение нефтяных и газовых скважин.-М.:Гостоптехиздат,1961.-666 с.
4. Internet ресурсы: <http://www.ngpedia.ru> и др.

**ИННОВАЦИОННЫЕ ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ
ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ С ПРОДУВКОЙ СЖАТЫМ ВОЗДУХОМ
В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ**

Д.Э. Кычкин

Научный руководитель: профессор Р.М. Скрыбин, старший преподаватель Б.В. Григорьев

Северо-Восточный федеральный университет, г. Якутск, Россия.

Как показывает практика, проходка на коронку и расход алмазов на 1 м бурения с продувкой серийными типами алмазных коронок, предназначенных для бурения с промывкой, уступают соответствующим показателям бурения этими коронками при промывке, поэтому алмазное бурение серийными коронками с продувкой сжатым воздухом в породах высоких категорий пока не эффективно и требует создания специализированного алмазного бурового инструмента для бурения с продувкой сжатым воздухом. Так по данным «Арктической экспедиции» АК АПРОСА у твердосплавных буровых коронок используемых в бурении разведочных скважин в породах VII-VIII категории по буримости ресурс составляет - 11 м с механической скоростью от 0.6-1.1 м/час. При бурении алмазными коронками в горных породах VIII категории и выше по буримости средний ресурс на коронку составляет 2.0-2.6 м, а механическая скорость бурения – 1.6 м/час.

Неоднородность условий изнашивания на породоразрушающей поверхности обусловлена несколькими группами причинных факторов:

- технических: неравномерное распределение температуры, нормальных и тангенциальных напряжений по рецу; различия в линейных скоростях перемещения участков режущей поверхности коронок; различия в величинах пути перемещения (трения) и объема разрушаемой на забое породы;
- эксплуатационных: изменение кинематики движения коронок; уровня нормальных и касательных напряжений, зависящих от величины отношения осевой нагрузки к угловой частоте вращения коронки; колебательные процессы в призабойной зоне, в буровом снаряде, в том числе и в колонне бурильных труб; нарушение технологии бурения и т.п.;
- геологических и физико-механических: неоднородности структур и текстур буримых горных пород забоя скважины; их трещиноватость; перемежаемость по твердости; различия по теплофизическим характеристикам и т.п.[2].

Наиболее перспективным в совершенствовании разведочного бурения в условиях криолитозоны является применение в качестве очистного агента сжатого воздуха. Сжатый воздух, в отличие от воды и глинистых растворов, не замерзает, поэтому полностью устраняются осложнения, связанные с замерзанием и потерей промывочной жидкости в скважине. При одной и той же начальной температуре воздух несет в 60–100 раз меньше тепла, чем промывочная жидкость.

Температурные напряжения в алмазах имеют место на их поверхностях, в зоне соприкосновения с очистным агентом [1]:

$$\sigma_T = E\beta(t_a - t_0)(1 - \mu)^{-1}(\theta_{cp} - \theta_{\Pi})10^{-6},$$

где E - модуль упругости первого рода (модуль Юнга), МПа;

μ - коэффициент Пуассона (для алмазов $\mu=0,3$);

θ_{cp} - средняя по объему алмаза «безразмерная» температура (средний температурный критерий); θ_{Π} - температурный критерий для поверхности алмаза.

В общем виде температурный критерий для алмазного зерна

$$\theta = (t - t_0)(t_a - t_0)^{-1},$$

где t - текущая абсолютная температура в объеме алмаза, зависящая от времени прогрева и значения текущего радиуса, °С.

Таблица 1

Температурные критерии θ_{Π} и θ_{cp} для алмазов различной зернистости.

Зернистость алмазов, шт/кар	$R \cdot 10^3, \text{ м}$	B	T	B^2T	θ_{Π}	θ_{cp}
20-30	0,816	0,138	3,39	0,065	0,75	0,60
30-40	0,730	0,124	4,20	0,065	0,77	0,64
40-60	0,648	0,110	5,31	0,065	0,80	0,68
60-90	0,566	0,097	6,94	0,065	0,83	0,72
120-150	0,466	0,080	10,22	0,065	0,86	0,78
150-400	0,067	0,063	16,48	0,065	0,92	0,87

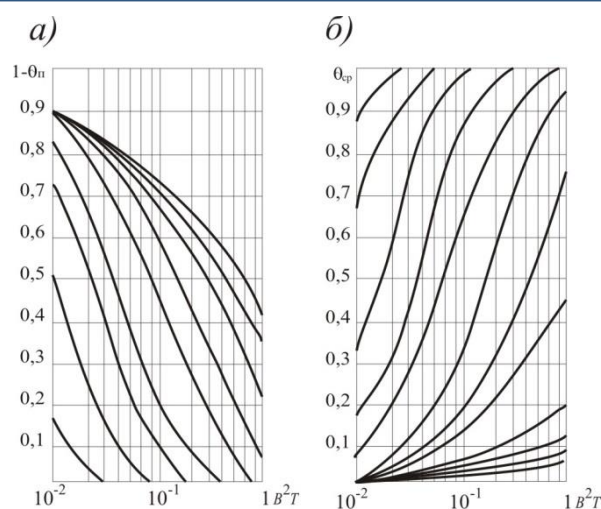


Рис. 1. Номограммы для определения величин температурных критериев: а - на поверхности алмазов $\theta_{п}$; б - среднего по объему $\theta_{ср}$

Из табл. 2 следует, что для крупных алмазов зернистостью 20-90 шт./кар разрушающие напряжения возникают при нагреве от 300 до 600 °С, соответственно, тогда как более мелкие алмазы (120-400 шт./кар) выдерживают нагрев до 700-1000 °С без нарушения целостности. Однако при таком нагреве алмаз все же теряет в прочности, что становится причиной появления зашлифованных (пластических деформаций) рабочих граней.

Таблица 2

Температурные напряжения на поверхности буровых алмазов различной зернистости от степени их нагрева (температура очистного агента $t_0=10$ °С)

Зернистость алмазов, шт./кар	$\sigma_{вс}$, МПа	$[\sigma]_с$, МПа	Температурное напряжение (МПа) при температурах нагрева алмазов (°С)						
			200	300	400	600	800	1000	1200
20-30	900	225	$\frac{84}{216}$	$\frac{190}{211}$	$\frac{339}{205}$	$\frac{541}{187}$	$\frac{762}{160}$	$\frac{1022}{135}$	$\frac{1308}{49}$
30-40	1400	350	$\frac{73}{336}$	$\frac{165}{328}$	$\frac{294}{319}$	$\frac{469}{291}$	$\frac{660}{249}$	$\frac{886}{210}$	$\frac{1134}{76}$
40-60	2200	500	$\frac{67}{480}$	$\frac{152}{468}$	$\frac{271}{456}$	$\frac{433}{426}$	$\frac{610}{356}$	$\frac{818}{300}$	$\frac{1046}{108}$
60-90	2700	675	$\frac{62}{648}$	$\frac{139}{632}$	$\frac{249}{616}$	$\frac{397}{562}$	$\frac{559}{481}$	$\frac{749}{405}$	$\frac{959}{146}$
120-150	3100	775	$\frac{45}{744}$	$\frac{107}{725}$	$\frac{181}{707}$	$\frac{288}{645}$	$\frac{406}{552}$	$\frac{545}{465}$	$\frac{698}{167}$
150-400	3500	875	$\frac{28}{840}$	$\frac{67}{819}$	$\frac{113}{798}$	$\frac{180}{728}$	$\frac{254}{625}$	$\frac{341}{525}$	$\frac{436}{189}$

Предлагаемое техническое решение направлено на повышение стойкости буровых коронок и снижение энергоемкости разрушения при бурении с продувкой сжатым воздухом за счет более интенсивного охлаждения торца буровой коронки, защиты их от окисления и снижения коэффициента трения о горную породу.

Для бурения в твердых и крепких горных породах предлагается специальная алмазная коронка (рис.2), отличающаяся особым выполнением секторов матрицы — плавно возрастающей шириной и убывающей высотой в направлении, обратном направлению вращения коронки на забое скважины. Такое исполнение коронки обеспечивает уменьшение контактной поверхности на 20% по сравнению с серийной коронкой типа К-09.

В процессе разрушения забоя постепенно внедряются и остальные части секторов со всей массой армирующих коронку алмазов. При этом происходит клиновое расширение разрушаемой поверхности забоя скважины, от чего забой становится уступообразным, а сами уступы приобретают вид вытянутых треугольников, что способствует направлению реакции забоя снизу вверх с передачей на уступы растягивающих усилий, в результате чего эффективность разрушения породы усиливается и происходит интенсивный вынос шлама на поверхность.[3]

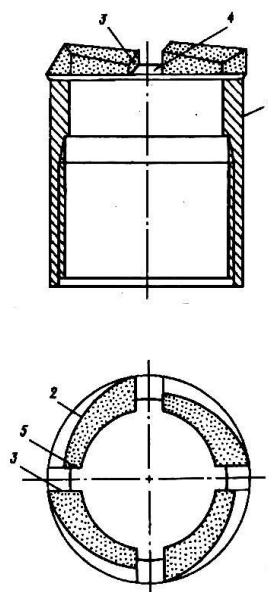


Рис. 2. Алмазная коронка для бурения в твердых и крепких породах: 1 — корпус; 2 — специальным образом профилированные сектора; 3 — задняя стенка сектора; 4 — промывочный канал; 5 — передняя стенка сектора.

Расположение промывочных каналов по схеме рис.2 способствует снижению пневматических сопротивлений в призабойной зоне и увеличению глубины бурения без изменения мощности компрессоров. Как следует из рис.2, сектора матрицы смещаются от средней окружности коронки попеременно то к периферии, то к центру, образуя амплитудное расположение секторов с высвобождением полостей, заполняемых промывочной жидкостью на боковых поверхностях матрицы, которые, играя роль резервуаров для гидродинамической смазки трущихся поверхностей, способствуют снижению степени воздействия потока на керн и повышению его выхода при бурении.

Анализ приведенных зависимостей и данных расчетов по ним позволил сформулировать некоторые мероприятия предупреждения или снижения интенсивности трещинообразования в матрицах алмазных коронок из-за действия механических и температурных напряжений:

- снижение величины поступающего в матрицу теплового потока, что можно реализовать уменьшением поверхности для поступления тепла, например, за счет «амплитудного» расположения секторов матрицы, при котором вдвое сокращается температурное напряжение и вдвое снижается температурный градиент (рис.1);

- выбор материала для связки в матрице коронки, обладающего низкими значениями модуля упругости при растяжении-сжатии и коэффициента Пуассона и повышенной теплопроводностью, а также высоким значением удельной работы разрушения при образовании новых поверхностей[4].

Литература

1. Горшков Л.К. Температурные режимы алмазного бурения / Горшков Л.К., Гореликов В.Г. // М. Недра, 1992 г.
2. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – С.124–147.
3. Повышение эффективности колонкового алмазного бурения /Б.И.Воздвиженский, Г.А.Воробьев, Л.К.Горшков и др. - М.: Недра, 1990. -208 с.
4. Л.К.Горшков. Развитие принципов конструирования алмазного породоразрушающего инструмента нового поколения. – С-Петербург 2010 г.

МЕТОДИКА ПОИСКА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ

А.С.Петров

Научный руководитель профессор В.В.Нескоромных

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Алмазное бурение является многофакторным процессом и может быть высокоэффективно только при определенном сочетании параметров режима бурения, а именно осевой нагрузки, частоты вращения и количества подаваемой промывочной жидкости.

Разрабатываемая нами методика позволяет определять оптимальные значения вышеназванных параметров бурения в конкретно заданных условиях, путем анализа комплекса критериев оптимизации на основе метода полного факторного эксперимента (ПФЭ) и предлагается как система автоматизированного управления процессом бурения .

В настоящее время известны такие системы автоматизации управления процессом бурения как АСУТП-Б, "Карат-2", САОПБ-1, более современной является система АРС (автоматического контроля бурения).

Системой АРС оснащены станки Diamac U6 АРС и Diamac U8 АРС компании Atlas Copco, для бурения глубоких скважин и являются наиболее современными автоматизированными буровыми агрегатами. В данной системе критерием оптимизации и управления процессом алмазного бурения служит значение показателя RPI "число оборотов на сантиметр подачи". На основании этого критерия, системой АРС определяются необходимые параметры режима бурения с целью повышения скорости бурения и производится непосредственно автоматизация самого процесса бурения в соответствии с изменением условий.

На наш взгляд данная система могла бы быть более совершенной и раскрыть весь спектр своих возможностей, если бы для автоматизации процесса алмазного бурения определялись оптимальные параметры режима бурения, благодаря принятию за критерий оптимизации не одного показателя, а целого комплекса. Объяснить это можно тем, что при интенсификации лишь одного показателя, в данном случае скорости бурения, можно значительно проиграть в отношении других, таких как: ресурс коронки, энергетические затраты на процесс бурения и др. А тем более в алмазном бурении это может играть немаловажную роль.

Исходя из этого, в разрабатываемой нами методике, за основные критерии оптимизации и управления процессом бурения приняты: механическая скорость бурения, стремящаяся к максимальному значению $V_m \rightarrow \max$; энергоёмкость процесса бурения, отражающая ресурс коронки $\frac{N}{V_m} \rightarrow \min$; углубление породоразрушающего инструмента за один оборот $h_{об}$ (значение, соответствующее зоне оптимального управления процессом бурения, согласно рекомендациям зарубежных производителей буровой техники равно $h_{об} = 0,1 \div 0,125$ мм/об).

Методика включает в себя построение и обработку математических моделей по каждому из выбранных критериев оптимизации, что позволяет выразить из них уравнения для расчета значений тех или иных параметров режима алмазного бурения в соответствии с конкретными условиями.

К примеру, представим обработку и анализ по критерию $h_{об}$. Если математическую модель углубления за оборот представить в общем виде:

$$h_{об} = A + B \cdot P_{ос} + C \cdot \omega + D \cdot P_{ос} \cdot \omega, \quad (1)$$

где А - среднее значение критерия;

В,С,Д - степень влияния фактора (параметра режима бурения).

То выражение для расчета осевого усилия $P_{ос}$ при заданном углублении за оборот $h_{об}$ будет выглядеть следующим образом:

$$P_{ос} = \frac{h_{об} - A - C \cdot \omega}{B + D \cdot \omega} \quad (2)$$

Отсюда следует, что задавая величину частоты вращения ω при заданной величине углубления за оборот $h_{об}$ можно определить соответствующую этому углублению и выбранной частоте вращения величину оптимальной осевой нагрузки.

Задача существенно усложняется, если в качестве третьего влияющего на процесс бурения фактора рассмотреть количество подаваемой промывочной жидкости Q. В этом случае модель будет выглядеть следующим образом:

$$h_{об} = A + B \cdot P_{ос} + C \cdot \omega + F \cdot Q + D \cdot P_{ос} \cdot \omega \cdot Q \quad (3)$$

В этом случае решение может производиться в два этапа: сначала рассчитываются модель (1) и значение $P_{ос}$ по формуле (2), а затем вычисляется значение Q из вышеприведенной модели:

$$Q = \frac{h_{об} - A - B \cdot P_{ос} - C \cdot \omega}{D \cdot P_{ос} \cdot \omega + F} \quad (4)$$

Предполагается, что построение представленных моделей и решение уравнений с целью определения $P_{ос}$ и Q при реализации методики управления процессом бурения будет производиться на компьютере, управляющем процессом бурения в режиме оперативного диалога с мгновенной оценкой скорости бурения и углубки за один оборот.

Таким же образом проводится анализ моделей и расчет параметров по каждому из принятых нами критериев оптимизации. И методика предполагает, что система самостоятельно оценивает все полученные результаты по трём критериям в совокупности и определяет наиболее оптимальные параметры режима алмазного бурения в заданном интервале полученных данных.

Данные операции производятся в непрерывном, автоматическом режиме, что позволяет полностью автоматизировать процесс бурения и кроме того, сделать это с максимальной интенсификацией всех показателей, влияющих на процесс алмазного бурения.

На наш взгляд системы автоматизированного управления процессом алмазного бурения являются довольно перспективными и имеют потенциал дальнейшего развития. Поэтому очень важно развивать методику определения оптимальных параметров режима бурения в автоматизированном режиме. Разрабатываемая нами методика может оказаться хорошим вариантом для изучения, развития и совершенствования данного вопроса.

Литература

1. Нескоромных В.В. Оптимизация в геологоразведочном производстве: учебное пособие - Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2013. - 246 с.

**ОСОБЕННОСТИ ОСНАЩЕНИЯ АЛМАЗНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА
СИНТЕТИЧЕСКИМИ МОНОКРИСТАЛЛАМИ С ПОВЫШЕННОЙ ПРОЧНОСТЬЮ И
ТЕРМОСТОЙКОСТЬЮ**

М. С. Попова

Научный руководитель: доцент А. А. Каракозов

Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

Все попытки совершенствования и разработки нового алмазного породоразрушающего инструмента сталкиваются с проблемой ограниченности прочности и термостойкости алмазного сырья. Однако в Институте сверхтвердых материалов им. В.Н. Бакуля (ИСМ) Национальной академии наук Украины осуществлен синтез алмазных монокристаллов зернистостью 1600/1250 мкм с повышенной термостойкостью (до 1150 °С) [1]. Использование их в качестве породоразрушающих элементов однослойных коронок позволяет рассчитывать на увеличение механической скорости бурения и интенсификацию процесса разрушения породы на забое.

Ранее проведенные аналитические исследования в Донецком национальном техническом университете (ДонНТУ) работы алмазных однослойных коронок с радиальной раскладкой объемных алмазов показали, что наиболее нагружены алмазы первых радиальных рядов сектора, причем нагрузка на эти алмазы может превышать нагрузку на остальные не меньше чем в 2-5 раз [2]. Это связано с тем, что в процессе бурения алмазы первых двух радиальных рядов сектора срезают больший слой породы, чем другие алмазы сектора. Причем чем больше расстояние по линии резания между крайними алмазами смежных секторов, тем большую нагрузку они испытывают. Такая нагруженность алмазов приводит к их быстрому износу. Учитывая вышеизложенное, при конструировании алмазных однослойных коронок, в качестве резцов одного сектора целесообразно использовать монокристаллы различной прочности.

Синтезируемые в ИСМ НАН Украины крупные монокристаллические термостойкие алмазы делятся на партии различной прочности (см. таблицу) [3].

Таблица

Прочностные характеристики монокристаллов зернистостью 1600/1250 мкм

Номер партии монокристаллов	Прочность после термообработки, Р, Н
1	1300
2	1250
3	840
4	740

Поскольку алмазы первых двух радиальных рядов сектора срезают наибольший слой породы, то они и больше нагреваются по сравнению с другими алмазами. Как показали результаты математического моделирования с учётом взаимосвязи термо- и гидродинамических процессов, происходящих на забое во время бурения, алмазы первого ряда, за счёт более тесного контакта с промывочной жидкостью, протекающей через промывочный канал, охлаждаются лучше, чем более отдаленные от промывочного канала алмазы второго радиального ряда сектора. Таким образом, алмазы второго радиального ряда каждого сектора являются наиболее термически нагруженными в коронке (рис) и при прочих равных условиях первыми выходят из строя, что ограничивает ресурс работы коронки.

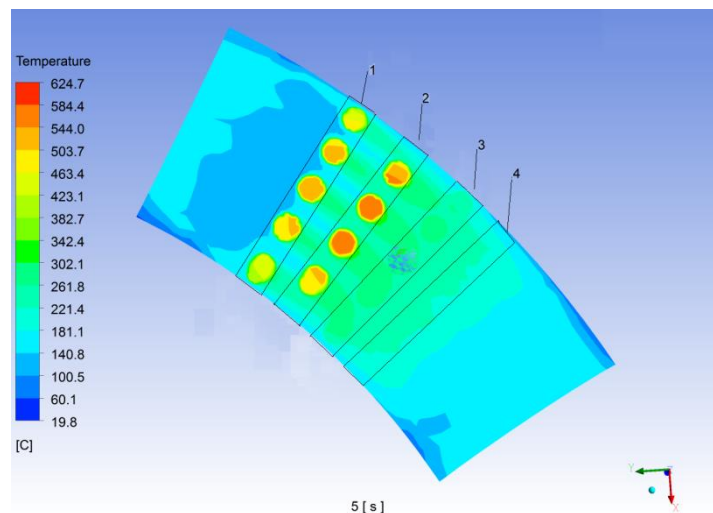


Рис. Схема распространения тепла от контакта алмаза с породой по поверхности забоя при осевой нагрузке $P=20\text{кН}$ и частоте вращения $n=600\text{ об/мин}$ (цифрами обозначены радиальные ряды сектора).

Учитывая расположение алмазов в линии резания, целесообразно подбирать прочность алмазов в

секторе таким образом, чтобы прочность алмазов первых двух радиальных рядов (P_1) и алмазов последующих радиальных рядов (P_2) сектора определялось соотношением:

$$P_1 = P_2 \cdot k,$$

где $k=l_k/l_a$ если алмазы первого и последнего радиального ряда сектора находятся на разных линиях резания, или $k=l_k/l_a+1$ – если они находятся на одних линиях резания; l_k и l_a – расстояния в линии резания, соответственно, между первыми алмазами сектора и последними алмазами предыдущего сектора, а также между соседними алмазами сектора.

Расположение в качестве породоразрушающих элементов первых двух радиальных рядов монокристаллов партии большей прочности позволяет решить ряд проблем, в частности, нерациональное использование дорогостоящего алмазного сырья и неравномерный износ алмазов сектора. Армирование второго радиального ряда каждого сектора коронки алмазами повышенной термостойкости, в свою очередь, позволяет исключить преждевременный износ коронки и использовать форсированные режимы бурения.

Тогда при выборе осевой нагрузки на коронку необходимо учитывать разрушающую нагрузку менее прочных алмазов, т.е. алмазов, стоящих в последнем радиальном ряду сектора. По результатам математического моделирования, при использовании осевой нагрузки на коронку в 20 кН, что составляет 2% от разрушающей нагрузки для монокристалла партии минимальной прочности (партия №4 табл.1), максимальная температура нагрева не является критической для данных алмазов (см. рис.). Это свидетельствует о возможности использования форсированных режимов бурения однослойными алмазными коронками с радиальной раскладкой алмазов в секторе.

Литература

1. Каракозов, А. А. О процессе взаимодействия алмазов с забоем скважины при работе однослойных коронок / А. А. Каракозов, М. С. Попова, Р. К. Богданов, А. П. Загора // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – Вып. 14. – К.: ИСМ им. В. Н. Бакуля НАН Украины, 2011. – С. 78–85.
2. Каракозов, А. А. Определение максимальной углубки алмазных резцов однослойных коронок с радиальной раскладкой / А. А. Каракозов, М. С. Попова, С. Н. Парфенюк, Р. К. Богданов, А. П. Загора // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения / Сб. науч. тр. – Вып. 15, – Киев: ИСМ им. В. Н. Бакуля НАН Украины, 2012. – С. 203–206.
3. Заневский, О. А. исследование физико-механических характеристик крупных синтетических монокристаллов для бурового инструмента / О. А. Заневский, С. А. Ивахненко, Г. Д. Ильницкая, Л. И. Александрова, А. П. Загора, Р. К. Богданов // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения / Сб. науч. тр. – Вып. 15, – Киев: ИСМ им. В. Н. Бакуля НАН Украины, 2012. – С. 215–218.
4. Каракозов, А. А. Моделирование работы алмазных резцов однослойных коронок на забое и оценка влияния схемы раскладки алмазов на механическую скорость бурения / А. А. Каракозов, М. С. Попова, С. Н. Парфенюк, Р. К. Богданов, А. П. Загора // Наукові праці ДонНТУ, серія «Гірничо-геологічна». Випуск 16 (206). – Донецьк, ДонНТУ, 2012. – С. 162–166.

ПОСТРОЕНИЕ 3D-МОДЕЛИ ОДНОСЛОЙНОЙ АЛМАЗНОЙ КОРОНКИ

М. С. Прокопенко

Научный руководитель: ассистент С.Н. Парфенюк

Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

При разработке однослойных алмазных коронок с крупными синтетическими термостойкими алмазами необходимо проведение большого количества расчётов для различных вариантов их исполнения, отличающихся конструктивными параметрами [1, 2]. Поскольку все расчёты связаны с численным моделированием на основе 3D моделей коронок, то задача их автоматизированного построения имеет практическое значение.

Обзор существующих решений показал, что на данный момент отсутствуют доступные специализированные инструменты для создания моделей алмазных коронок. Поэтому данная задача может быть решена при использовании существующих универсальных САПР, например машиностроительной САПР КОМПАС-3D [3]. Возможности данной системы позволяют создавать параметризованные модели, что позволяет путем задания значений нескольких параметров получать модели с различными геометрическими параметрами. Кроме того, система позволяет преобразовывать полученную модель в другие форматы такие как IGES, STL и др. что позволяет использовать полученные модели в качестве исходных данных в других системах проектирования, например для выполнения численного моделирования методом конечных элементов.

При помощи программного комплекса КОМПАС-3D V13 разработана параметрическая модель, позволяющая осуществлять автоматизированное построение моделей алмазной коронки. При её использовании можно задавать следующие конструктивные параметры коронки: наружный и внутренний диаметр, количество секторов, количество алмазов в секторе, высота сектора, параметры раскладки алмазов и др. Работа с моделью заключается в следующем: при помощи панели «Переменные» производится задание необходимых конструктивных параметров коронки. После применения команды «Перестроить модель» получаем

соответствующую установленным параметрам модель коронки, которая затем может использоваться для проведения различных расчетов при помощи метода конечных элементов, путем импортирования её в соответствующий формат. Пример полученной модели приведен на рис. 1.

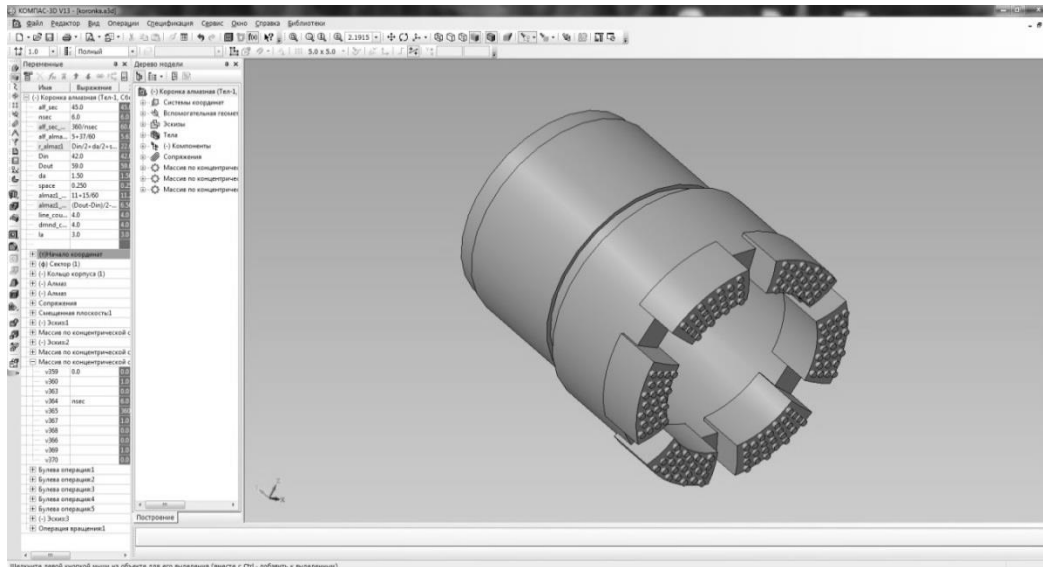


Рис. 1 Пример моделирования конструкции алмазной однослойной коронки диаметром 59 мм

Использование разработанной модели позволило сократить время на подготовку исходных данных для численного моделирования процессов протекающих при бурении скважин алмазными однослойными коронками.

Кроме того, возможности системы КОМПАС-3D, в частности машиностроительной конфигурации, позволяют непосредственно в системе проводить ряд расчетов методом конечных элементов при помощи встроенной библиотеки APM FEM [4].

Возможности библиотеки позволяют в интерактивном режиме, задавать параметры нагружения, закрепления и т. п. При этом обеспечивается индикация заданных граничных условий непосредственно на модели, что повышает наглядность и снижает вероятность ошибки. После задания необходимых параметров расчета полученные результаты также отображаются на модели, при этом присутствуют необходимые инструменты для обработки результатов вычислений. В качестве иллюстрации, на рис. 2 приведены результаты статического расчета напряжений возникающих в коронке при воздействии только осевой нагрузки.

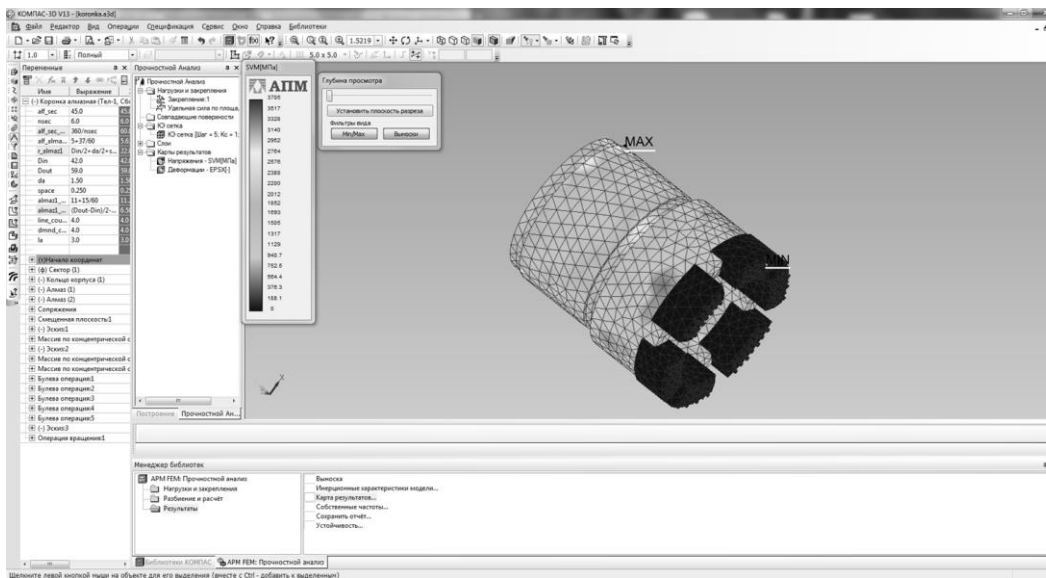


Рис. 2 Пример выполнения прочностного расчета коронки при помощи библиотеки APM FEM

Таким образом, использование комплексного подхода к решению задачи исследования характера работы алмазной однослойной коронки при бурении скважин путем использования возможностей современных САПР позволяет сократить время на подготовку исходных данных для моделирования и тем самым дает

возможность получить более широкий спектр результатов, которые позволят расширить знания о работе алмазной однослойной коронки при бурении скважин.

Литература

1. Каракозов, А. А. Определение максимальной углубки алмазных резцов однослойных коронок с радиальной раскладкой / А. А. Каракозов, М. С. Попова, С. Н. Парфенюк, Р. К. Богданов, А. П. Загора // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения / Сб. науч. тр. – Вып. 15, – Киев: ИСМ им. В. Н. Бакуля НАН Украины, 2012. – С. 203–206.
2. Каракозов, А. А. Моделирование работы алмазных резцов однослойных коронок на забое и оценка влияния схемы раскладки алмазов на механическую скорость бурения / А. А. Каракозов, М. С. Попова, С. Н. Парфенюк, Р. К. Богданов, А. П. Загора // Наукові праці ДонНТУ, серія «Гірничо-геологічна». Випуск 16 (206). – Донецьк, ДонНТУ, 2012. – С. 162–166.
3. Азбука КОМПАС-3D V14 [Электронный ресурс]. – ЗАО «АСКОН», 2013 – Режим доступа: http://edu.ascon.ru/source/info_materials/kompas_v14/Tut_3D.pdf.
4. АРМ FEM. Руководство пользователя. [Электронный ресурс]. – Научно-технический центр «Автоматизированное Проектирование Машин», 2014. – Режим доступа: http://apm.ru/downloads/documents/FEM/APM_FEM_15.pdf

МЕТОДЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ДЕКОЛЬМАТАЦИИ СКВАЖИН И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССА ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА

А.В. Пятышев

Научный руководитель: доцент В. И. Брылин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В большинстве случаев продуктивные растворы, обогащенные ураном, добываются из водоносных горизонтов, содержащих неустойчивые или сыпучие породы – пески, галечники, трещиноватые известняки. Другими словами, в растворе содержатся механические примеси, причем их размер и количество нестабильны и слабопрогнозируемы. Если эти механические примеси не задержать на входе в ствол скважины, рано или поздно скважина заполнится ими до такой степени, что просто прекратит работу.

Кроме того, многие погружные насосы просто не рассчитаны на прокачку раствора с механическими примесями, а потому попадание песка в насос, скорее всего быстро выведет его из строя.

Именно для удержания любых механических примесей, в растворозаборной части эксплуатационной трубы скважины делают фильтровую зону. При этом, если речь идет о скважине на песок, фильтр скважины делают гравийным, который будет задерживать большую часть нежелательных механических примесей еще до скважинного фильтра.

При эксплуатации скважин наблюдается постепенное снижение их производительности. Объективной причиной постепенного уменьшения дебита скважин является кольматаж фильтров и прифильтрованных зон растворенного пласта, который вызывает увеличение гидравлических сопротивлений и снижение притока раствора в скважину.

Под термином «кольматаж» понимается процесс заполнения порового пространства грунта (пород) более мелкими пылеватыми или глинистыми частицами, находящимися во взвешенном состоянии в растворе, результатом чего является уменьшения активной пористости грунтов и резкое снижение скорости фильтрации.

Поэтому для дальнейшей эксплуатации скважины необходимо очищать фильтры от накопившихся на них различных частиц, мешающих проходу раствора.

Классификация очистных методов[1]

Гидрохимический метод очистки заключается в воздействии на отложения различными растворами (как правило, на основе минеральных или органических кислот) с целью их разложения и удаления из промываемого контура. Для снижения коррозионного воздействия растворов на металл используются ингибиторы – вещества, снижающие коррозию металлов в кислых растворах, но не препятствующие растворению отложений.

Механический метод самый дешевый, но и самый неэффективный из всех используемых. При применении возможны: механические повреждения труб и разрушение их соединений, требующие в последствии значительных затрат на восстановление. Этот метод предполагает длительную промывку под напором скважины до тех пор, пока все засоры не будут удалены.

Электроимпульсный метод заключается в эффекте электроимпульсного разряда, возбуждаемого в скважине навстречу низконапорному потоку, который вымывает разрушенные электроимпульсным разрядом отложения. Обладает разрушающим воздействием на технологическое оборудование.

Ультразвуковой метод: воздействие ультразвука возбуждает в металле колебания на ультразвуковых частотах, что делает отложения рыхлыми и через 1-3 месяца они могут быть удалены механически. При применении возможно появление микротрещин в сварочных швах.

Ударно-волновой метод (таран) заключается в воздействии на отложения кратковременным объемным перепадом давления. При применении возможны нарушения в сварочных резьбовых и муфтово-замковых соединениях, а также изменение структуры металла и забивание отложениями.

Гидропневматический метод заключается в воздействии на отложения «воздушно-растворной смеси». Воздух, попадая в раствор, расширяется, при этом скорость движения раствора возрастает. Пузырьки газа и струи раствора ударяются о стенки, вследствие чего отложения разрушаются. Загрязнения, продукты коррозии и другие неплотные отложения выносятся из скважины. Удаляется только взвесь и рыхлые грязевые (илистые) отложения.

Гидродинамический метод основан на силовом воздействии струйного напорного потока воды истекающего из сопловых насадок под давлением в системе от 5 до 100 МПа. Рабочее давление создается гидравлическими водонапорными установками. Перспективность этого метода заключается в том, что при использовании струйного динамического потока жидкости и добавлении к нему ультразвуковой, импульсной или кавитационной составляющей можно увеличить интенсивность воздействия струйного потока на отложения и наслоения, с высокой степенью прочности, разрушая и удаляя их с поверхности.

Гидродинамическая декольматация скважин

Процесс загрязнения (очистки) фильтрационных каналов механическими частицами называется кольматацией (декольматацией). Особую важность это имеет для призабойной зоны скважины, в которой имеют место преобладающие потери энергии, фиксируемые, в частности, при исследовании скважины, работающей в нестационарном режиме.

Кольматация призабойной зоны скважины (ПЗС) может происходить в различные периоды жизни скважины, начиная от первичного вскрытия. В процессе первичного вскрытия и последующего цементирования в ПЗС попадают не только фильтраты применяемых растворов, но и частицы дисперсной фазы глинистого и цементного растворов, которые, отлагаясь в фильтрационных каналах, снижают их проницаемость. При первичном вскрытии на репрессии возможно и разрушение цементирующего вещества терригенного коллектора в ПЗС и кольматация фильтрационных каналов. В процессе эксплуатации добывающей скважины кольматация возможна и вследствие отложения асфальто-смоло-парафиновых компонентов, солей и т.п. При эксплуатации нагнетательной скважины кольматация возможна из-за отложений в ПЗС механических частиц, поступающих с закачиваемым раствором, а также других твердых примесей (соли, продукты коррозии труб и т.п.).



Рис.1. Приспособления для повышения дебита скважины



Рис.2. Гидродинамические кавитационные вибраторы

Снижение проницаемости скважинных фильтров может вызываться:

- закупоркой отверстий частицами пород раствороводоносного горизонта (механический кольматаж),
- выделением из продуктивного раствора с последующим отложением на конструктивных элементах фильтра и частицах прифильтрационной зоны карбонатных, силикатных, железистых и других химических соединений, переходящих из растворимых форм в нерастворимые, при изменении физико-химических условий (физико-химический кольматаж).
- отложением нерастворимых органических и неорганических соединений на элементах скважин в результате жизнедеятельности железистых, марганцевых, сульфатопродуцирующих и других видов бактерий (биохимический кольматаж)[2].

Процесс очистки скважины

Гидродинамический метод очистки для восстановления производительности скважины [2] позволяет поддерживать дебит продуктивных скважин на первоначальном уровне на длительный период времени является профилактическим мероприятием во избежание кольматации призабойных зон. Такой длительный результат делает данный метод наиболее экономически выгодным по сравнению с другими способами очистки, при которых повторную обработку приходится проводить практически каждый год.

Применяется высокоэффективная технология восстановления дебита скважин, заключающаяся в совместном использовании в одной технологической цепочке гидродинамической установки (рис.1) высокого давления (ГУВД) с комплектом вспомогательного оборудования и гидродинамического кавитационного вибратора (ВГК), спускаемого в скважину на шлангах высокого давления. Гидродинамический кавитационный вибратор (рис.2) создаёт колебания давления жидкости в скважине и воздействует на продуктивный пласт

компрессионно-депрессионными волнами. Эффективность метода с применением вибратора ВГК апробирована при декольматации фильтров в различных продуктивных пластах.

В вибраторе применён кавитационный генератор колебаний давления жидкости, работающий в режиме периодически - срывной кавитации. За счет схлопывания кавитационных каверн в центре его корпуса, поток жидкости, поступающий в скважину, пульсирует. Эта пульсация давления, амплитуда колебаний которой превышает до 4-х раз давление перед вибратором, а в открытом стволе - не менее, чем в 3 раза значение статического напора, и механические колебания корпуса устройства обеспечивают знакопеременное компрессионно-депрессионное давление (давление разряжения) волновое воздействие на фильтр и окружающую его породу продуктивного пласта. В результате происходит снижение коэффициента трения и нарушение связей кольматанта с фильтром и породой, а также внутри самого кольматанта. Направленность выхлопных сопел в сторону забоя скважины и её стенок обеспечивают, кроме того, струйный эффект.

Эффективность метода с применением вибратора ВГК широко апробирована при декольматации фильтров и продуктивных пластов, представленных песками различной зернистости (обсаженных сетчатыми, керамическими и др. фильтрами), известняками различной степени трещиноватости и вязкости, с прослойками глин и мергелей. Чаще всего дебит не только восстанавливается, но в большинстве случаев превышает достигнутый при освоении скважин [3,4].

Литература

1. Сердюк Н. И. Кавитационные способы декольматации фильтровой области буровых скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 176 с.
2. Повышение продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия/ В.П. Дыбленко, Р.Н. Камалов, Р.Я. Шарифуллин, И.А. Туфанов. – М.: Недр, 2000. – 381 с.
3. <http://www.stogroup.ru>
4. <http://www.kronagroup.ru>

ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ СОЗДАНИЯ КОМПЬЮТЕРНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ БУРОВЫМ СТАНКОМ «ИНСАБ». ВТОРОЙ ЭТАП. БУРЕНИЕ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ. ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Е.В. Тяп

Научный руководитель: С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2011 году геологоразведочное предприятие ТОО «Корунд» (Восточный Казахстан) совместно с ООО «ГеоКомпани» (г. Новосибирск) приступили к практическому созданию «Интеллектуальной системы автоматизированного бурения», в дальнейшем получившую название «ИнСАБ». Для достижения поставленных целей работы были разделены на два этапа:

1. Создание адаптированного под специфику бурового станка человеко-машинного интерфейса на базе компьютера, позволяющего осуществлять настройку параметров, контроль и управление всеми исполнительными механизмами станка.

2. Проведение полевых испытаний, разработка алгоритмов и программного обеспечения для автоматизированного процесса бурения геологоразведочных скважин на базе данной системы управления.

Комплекс «ИнСАБ» был установлен в феврале 2012 г. на буровой станок СКБ-5113. Дальнейшая эксплуатация модернизированного станка в реальных условиях показала работоспособность комплекса «ИнСАБ», правильность принятых технических решений, выбора приборов, вычислительных средств и программного обеспечения. В результате получилась надежная система управления буровым станком, улучшилась эргономика рабочего места, облегчился труд бурильщика. Таким образом задача для перехода ко второму этапу разработки была выполнена и подготовлена основа для создания системы автоматического регулирования процессов бурения с элементами искусственного интеллекта. В 2013 г. началась работа над выполнением второго этапа задания.

В качестве первоначальных условий для автоматизации системы управления бурового станка СКБ-5113 были выбраны среднестатистические режимы работы: горные породы средне-твердые, твердые, слабо-абразивные и частично трещиноватые, категории по буримости VIII-XI; глубины скважин от 50 до 600 м. Бурение производилось буровым снарядом NQ производства фирмы «BOART LONGYEAR» с использованием полимерных добавок в буровой раствор алмазными импрегнированными коронками производства ЗАО «Терек-Алмаз» типа 23ИЗ, 23И2.

Для системы автоматического регулирования были поставлены следующие задачи:

1. Защита от аварийных ситуаций, таких как «прижёт», «подклин», потеря промывки и обрыв снаряда.
2. Создание оптимальных условий эксплуатации алмазной коронки.
3. Увеличение производительности.

Для обеспечения безаварийной работы система непрерывно отслеживает и анализирует основные параметры.

Защита от «прижѣга» работает, контролируя ток, потребляемый приводом. Аварийная граница устанавливается бурильщиком, исходя из особенностей скважины, состояния снаряда, опыта и т.д. В случае увеличения тока привода до критической величины система снижает осевую нагрузку. Если после этого ток уменьшается, то нагрузка на забой восстанавливается до первоначального уровня и бурение продолжается. При повторном превышении тока алгоритм повторяется. Трехкратное достижение предельной нагрузки или отсутствие снижения тока после разгрузки являются сигналом к прекращению бурения, при этом включается «экстренный подъем», снаряд отрывается от забоя, на верхней точке шпиндель останавливается, скорость вращения снижается и на экране выдается сообщение о «прижѣге».

В алгоритме защиты от «подклина» контролируется давление бурового раствора. Уровень срабатывания по давлению устанавливается бурильщиком. При достижении критического давления система снижает нагрузку на забой. Если при этом давление уменьшается, то осевая нагрузка восстанавливается, бурение возобновляется. Если после разгрузки давление промывки не уменьшается, то система снижает частоту вращения шпинделя и выдает сообщение о возможном «подклине». Алгоритм защиты от «подклина» реализован таким образом, чтобы позволять преодолевать ситуации, похожие на «подклин», не останавливая бурение. Во время проверки на объекте был замечен эффект увеличения продолжительности рейсов на трещиноватых породах.

Благодаря наличию в комплексе «ИнСАБ» расходомера система имеет возможность непрерывно контролировать расход бурового раствора. При низком уровне расхода выдается сообщение. Оператор, получив сообщение, принимает решение о дальнейших действиях. В данном случае работа системы контроля заключается только в информировании, т.к. своими активными действиями она может изменить процесс бурения и привести к потере жидкости в скважине.

Режим контроля «обрыва снаряда» находится в разработке. С точки зрения выбора контролируемых параметров и алгоритма определения аварийной ситуации этот режим является наиболее сложным, т.к. в данном случае необходимо контролировать динамику многих параметров, анализировать и интерпретировать их, сравнивая с ретроспективными данными. Для его реализации, возможно, потребуется использование элементов «искусственного интеллекта».

В качестве основного критерия, обеспечивающего максимальный ресурс работы алмазной самозатачивающейся импрегнированной коронки, была выбрана углубка за один оборот, предложенная в свое время академиком Башкатовым Д.Н. Аналогичные рекомендации по режимам эксплуатации дает канадская фирма «Boart Longyear» несколько в другой интерпретации: количество оборотов на 1 см проходки. При делении 1 см на количество оборотов получается углубка на один оборот.

Регулировка углубки работает по следующему принципу: в процессе бурения измеряются частота вращения шпинделя и механическая скорость проходки. Путем несложных вычислений определяется углубка за оборот. Система стремится поддерживать ее на уровне 15% от размера алмазного зерна коронки, управляя нагрузкой на забой с помощью ПИД-регулятора. Максимально разрешенное значение предельной нагрузки задается оператором. При значительном снижении углубки, т.е. уходе ее в зону заполирования и достижении при этом предельной нагрузки на забой система начинает снижать частоту вращения шпинделя.

При наличии любой возможности система стремится увеличивать частоту вращения шпинделя. Оператор, зная состояние буровой колонны, задает номинальный ток привода, при котором, по его мнению, не произойдет обрыв снаряда. При работе в автоматическом режиме система, имея запас по току (мощности), плавно увеличивает частоту вращения шпинделя, пропорционально увеличивая количество промывочной жидкости. Количество бурового раствора находится в прямой зависимости от скорости проходки и объема образующегося шлама. Ограничениями для увеличения скорости является уровень давления жидкости, близкий к порогу срабатывания по «подклину», достижение и превышение номинального значения тока, значение углубки на уровне заполирования при максимальной нагрузке на забой.

Помимо управления процессом бурения система имеет дополнительные преимущества, обусловленные наличием и возможностями компьютерных систем. В частности, становится возможным учет алмазных коронок, их проходка, условия, при которых они эксплуатировались, правильное списание. Возможно составление различных отчетов: графики рабочего времени, персональный учет производительности труда на каждого бурильщика, отчеты для начисления зарплаты. При использовании спутниковых каналов связи возможна дистанционная диспетчеризация.

Дальнейшими направлениями разработок являются более широкий охват типов алмазных коронок, режимов бурения по категориям буримости и устойчивости пород, исследования возможностей других методов контроля состояния скважины и ПРИ, например, виброакустических и т.д.

Первый опыт эксплуатации системы в автоматическом режиме показал следующее:

1. Система находит резервы увеличения скорости проходки, мгновенно реагируя на изменения параметров, сохраняя при этом оптимальный режим эксплуатации ПРИ.
2. Производительность увеличивается в некоторых ситуациях в 1,5–2 раза.
3. При увеличении скорости проходки оператор не успевает реагировать на изменение параметров.

Особенность разрезов в Восточном Казахстане на участках г. Риддер заключается в том, что породы встречаются часто перемежающиеся, с резким изменением категории по буримости, монолиты сменяют трещиноватые. Параметры бурения необходимо постоянно корректировать. Поэтому бурильщики работают в условиях повышенной психологической нагрузки и не могут повысить производительность труда.

Только автоматизированная система управления буровым станком способна обеспечить существенное увеличение производительности буровых работ.

Литература

1. Тянь Е.В., Горшенин Н.Е. Практический опыт создания компьютерной системы управления буровым станком «ИНСАБ» // Труды XVII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» –Томск: Изд. ТПУ – 2013. 920 С.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ЗЕМЛИ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОСТВОЛЬНОГО БУРЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ КОРПУСА №6 ТПУ)

Е.О. Цехмейструк, Б.Г. Гранин

Научный руководитель: доцент В.С. Купреков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Недра Земли обладают колоссальными запасами теплоты, которые можно и нужно использовать с целью теплофикации зданий и сооружений. Низкопотенциальное тепло Земли является ископаемым топливом, выступающим в роли альтернативного источника энергии, при использовании которого атмосфера не загрязняется продуктами горения. Так почему бы не воспользоваться энергией, как сказал В.А. Обручев, находящейся в буквальном смысле слова под ногами?

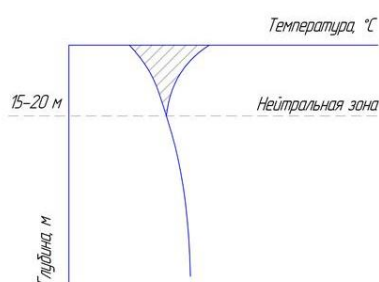
Томская область входит в число крупных областей с теплоэнергетической мощностью подземных вод, которая достигает 80–120 млн Гкал [1].

Грунт, находящийся в поверхностных слоях Земли, представляет определенного рода тепловой аккумулятор солнечной энергии неограниченной емкости. Если детально рассмотреть тепловой режим поверхностных слоев грунта Земли, то его формирование происходит под действием двух основных составляющих – солнечная радиация и поток радиогенного тепла из недр Земли. Верхние слои грунта подвергаются сезонным и суточным изменениям температуры за счет изменения температуры наружного воздуха. В различных районах России, глубина проникновения суточных колебаний температуры наружного воздуха и интенсивности падающей солнечной радиации колеблется от нескольких десятков сантиметров до первых десятков метров (15–20 м) (рис.1) [2]. Слои грунта, расположенные ниже этой глубины имеют свой температурный режим, который формируется под воздействием тепловой энергии недр Земли и не зависит от суточных и сезонных колебаний. Величина радиогенного теплового потока различна для разных местностей и колеблется в пределах от 0,05 до 0,12 Вт/м² [1].

Градиент изменения температуры грунта на глубине зависит от конкретных почвенно-климатических условий и для Томской области он равен 3,6 градуса на 100 м. В таблице 1 представлены данные изменения температуры по Томской области в поверхностном слое в зависимости от времени года и глубины по вертикали, которые еще раз подтверждают эти изменения.

Таблица 1

Изменение температуры с глубиной в зависимости от времени года



		Глубина по вертикали, м					
		0,4		0,8		1,6	
	Глубина, м	лето	зима	лето	зима	лето	зима
	15–20	12,6	-1,5	11,4	-0,3	9,3	0,9

Рис.1. Изменение температуры с глубиной

Для извлечения и использования низкопотенциальной тепловой энергии из недр Земли применяются различные схемы, которые делятся на два основных класса – закрытые (герметичные) и открытые системы теплосбора. В данном случае представляют интерес закрытые системы теплосбора, которые в свою очередь делятся на горизонтальные и вертикальные. Преимущества горизонтальных систем сбора тепла в том, что они устанавливаются на незначительной глубине. Так в Томской области глубина установки горизонтального контура начинается с 1,5 до 1,8 м, что выше глубины промерзания (2,2–2,5 м). Горизонтальные системы имеют несколько существенных недостатков: большая площадь для установки системы теплосбора (теплообменника) и достаточное освещение (на участке расположения теплового контура нельзя возводить капитальные постройки). Системы с вертикальными грунтовыми теплообменниками устанавливаются ниже уровня зоны воздействия солнечной радиации и имеют следующие преимущества:

- 1) не требуют участка большой площади.
- 2) не зависят от интенсивности солнечной радиации и времени года.
- 3) тепловая мощность ограничивается лишь общей глубиной скважин и характеристиками оборудования.

Для обустройства вертикального теплообменника необходимо пробурить несколько скважин расчетной глубины, как правило, от 40 до 100 м, и спустить геотермальный зонд [3]. Геотермальный зонд состоит из труб, зачастую полиэтиленовых диаметром 30 или 40 мм. На сегодняшний день существует две разновидности вертикального теплообменника: U-образный и коаксиальный теплообменник.

U-образный зонд – теплообменник, представляющий собой две полипропиленовых (полиэтиленовых) трубы, соединенные в нижней части U-ым наконечником. В зависимости от тепловых характеристик теплоносителя, в одной скважине располагается одна или две пары таких труб.

Коаксиальный зонд – теплообменник, состоящий из труб различного диаметра. Простейший коаксиальный теплообменник представляет из себя две трубы различного диаметра находящиеся одна в другой.

С точки зрения целесообразности применения данного метода теплофикации зданий в условиях плотной застройки города, целесообразно рассмотреть возможность съема низкопотенциальной тепловой энергии Земли с применением многоствольного бурения. Зачастую в таких условиях проблематично найти необходимый участок земли, свободный от скрытых коммуникаций и пригодный для работы буровых установок для сооружения вертикальных скважин с целью съема необходимого количества низкопотенциального тепла.

Требуемая мощность теплового насоса зависит от качества и теплотехнических характеристик здания и его объема. Под качеством понимается его способность сохранять и не выпускать тепло наружу. Для оценки состояния теплового контура учебного корпуса №6 ТПУ, были привлечены специалисты компании ООО «Экоклимат», которые произвели тепловизионное обследование корпуса с использованием тепловизионной камеры Testo 875-2. В результате проведенных работ обнаружены неоднородности в области фундамента по всему периметру, в которых температура поверхности достигает $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$ (при $t_{\text{возд}}$ на улице $-21\text{ }^{\circ}\text{C}$), что говорит о недостаточно высоких термических характеристиках ограждающих конструкций в этих зонах. Часть окон здания выполнены с применением деревянных переплетов, некоторые окна были заменены на стеклопакеты с пластиковым переплетом. Как видно из рис. 2, окна как с деревянными, так и с пластиковыми переплетами имеют невысокие теплоизоляционные показатели. Все выявленные дефекты приводят к ухудшению микроклимата внутри здания и перерасходу тепловой энергии на обогрев, вследствие увеличения общих тепловых потерь здания, которые составляют 111 940 Вт.

Для снижения тепловых потерь рекомендуется устранить дефекты ограждающих конструкций, а именно, выполнить утепление отмоксти здания по всему периметру, заменить пластиковые и деревянные окна на более качественные окна с коэффициентом сопротивления теплопередаче не ниже 0,65.

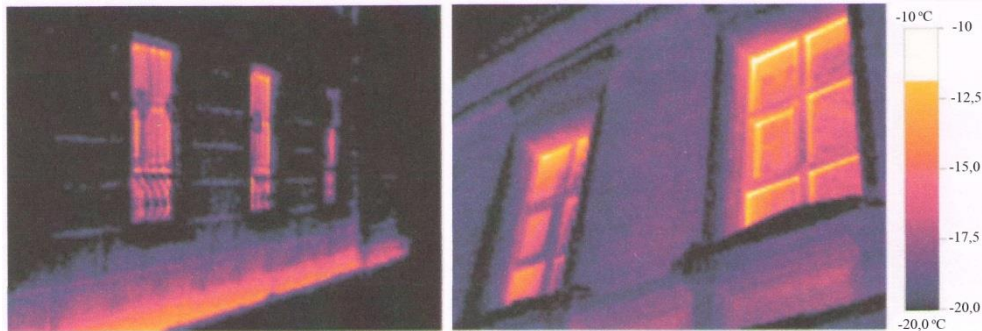


Рис. 2. Примеры проблемных зон: фундамент и окна

Результаты расчета теплопотерь по корпусу показывают, что на 1 м^2 отапливаемой площади здания, необходимо от 1,2 до 2,4 погонных метра скважины (без учета нагрузки на ГВС) в зависимости от пород, залегающих под зданием, а также наличием водоносных горизонтов. Исходя из этого, для учебного корпуса №6 ТПУ общей площадью 945 м^2 необходимо иметь общую протяженность скважин для спуска геотермального зонда 1700 погонных метров для его теплофикации.

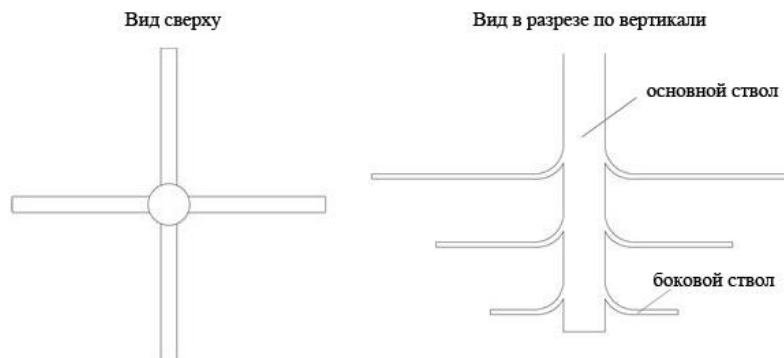


Рис. 3. Схема многоствольного бурения

Многоствольное бурение обеспечивает значительную экономию площади по сравнению с бурением большого числа отдельных вертикальных скважин. При этом бурится основной вертикальный ствол до проектной глубины. Далее из этого ствола бурятся боковые стволы требуемой длины со сверхмалым радиусом

кривизны. Взаимовлияние стволов исключается разведением последних по азимуту и глубине (рис.3). В результате будет получено необходимое число погонных метров для теплофикации здания. Преимущества данной технологии при теплофикации зданий включает в себя следующее:

- снижение общего количества скважин;
- множественные стволы позволяют получить больше тепловой энергии по сравнению с вертикальными скважинами, у которых первые 15–20 м подвержены изменениям температуры окружающей среды и солнечной радиации, а, соответственно, и возможное количество тепла варьируется.

В качестве теплового насоса, выбрано четыре тепловых насоса марки Danfoss DHP-R35, с тепловой мощностью 35 кВт каждый, при установке которых в каскад, суммарная тепловая мощность составит 140 кВт.

Резюмируя вышесказанное, использование низкопотенциальной тепловой энергии Земли для теплоснабжения зданий с применением многоствольного бурения является новой технологией, которая существенно снижает требуемые площади при обустройстве и расширяет возможности использования геотермального тепла Земли.

Литература

1. Брылин В.И. Бурение скважин специального назначения. – Томск: изд-во ТПУ, 2006. – 255 с.
2. Васильев Г.П. Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли. – М.: Издательский дом «Граница», 2006. – 176 с.
3. Компания Союз Проект: Бурение скважин для водоснабжения производства, бурение промышленных скважин. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://soyuzproekt.ru/zemlyanoy_zond.php (дата обращения: 31.02.14).
4. Компания Гео-Тепло: Тепловые насосы, отопление для дома. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://drillwell.ru> (дата обращения: 31.02.14).
5. Данилова Г.Н. Сборник задач по процессам теплообмена в пищевой и холодильной промышленности. – М.: Агропромиздат, 1976. – 240 с.

Секция 16

ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГОРНОГО ДЕЛА В ТРЕТЬЕМ ТЫСЯЧЕЛЕТИИ

В.Г. Лукьянов, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В общем комплексе работ при поисках, разведке и доразведке месторождений полезных ископаемых горно-разведочные работы занимают важное место, обеспечивая высокое качество и достоверность получаемых геологических данных, особенно в условиях разведки месторождений цветных, редких и благородных металлов. Странами СНГ ранее при разведке месторождений полезных ископаемых, главным образом, на стадии детальной разведки, ежегодно проводилось около 300 тыс.м горизонтальных горно-разведочных выработок, такой же объем горно-разведочных выработок ежегодно выполнялся и в других отраслях горнодобывающей промышленности.

Распад СССР и переход ряда горнодобывающих отраслей в частную собственность привели к кризису сырьевой базы страны. Недостаточно проводится прирост запасов полезных ископаемых. Объем горно-разведочных работ резко снизился. И, видимо, так долго не может продолжаться. Существующие рудники дорабатывают разведанные ранее в советское время полезные ископаемые, поэтому необходимо проводить горно-разведочные работы, чтобы увеличить запасы месторождений. По-новому надо подойти к существующим технологиям отработки рудников, максимально используя все полезные компоненты (многое уходит в отвал), и использовать нетрадиционные технологии, которые разработаны учеными, но не дошли до производства, необходимо усилить поисковые разведочные работы в таких регионах, как Читинская и Магаданская области, Хабаровский край, Якутия, Западная Сибирь.

Прогресс в технологии, технике и организации проведения горно-разведочных выработок видится в рациональном использовании разработок ученых, конструкторов и достижений практиков, полученных за предыдущее десятилетие, которые можно свести к следующему:

совмещению детальной разведки с промышленным освоением, т.е. сооружению и использованию для детальной разведки горно-капитальных и горно-подготовительных выработок (выработок разведочно-эксплуатационного назначения);

применению методов многовариантных расчетов организационно-технологических параметров горно-проходческих работ при составлении технологических карт их проведения;

совмещению отдельных процессов во времени и пространстве;

повышению уровня механизации горнопроходческих процессов;

применению научно обоснованных типовых решений по проведению горизонтальных горно-разведочных выработок.

Основные научные результаты, полученные сотрудниками кафедры горного дела при участии студентов ТПУ, следующие:

разработаны теоретические и практические основы 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, что позволяет сократить сроки разведки месторождений;

расширены и углублены исследования в области техники, технологии и организации проведения горно-разведочных выработок в Сибири, на Северо-востоке страны, а также в Таджикистане и Узбекистане;

установлены взаимосвязи между технологическими и организационными факторами при разведке золоторудных месторождений, а также на месторождениях других цветных металлов;

разработан и предлагается принципиально новый методический подход к разработке ресурсосберегающей технологии проведения горизонтальных выработок, позволяющий учитывать в типовых и индивидуальных проектах подземных горнопроходческих работ основные параметры проектируемой разведочной сети;

впервые предлагается новая концепция расчета графика организации работ специализированных проходческих звеньев, при обслуживании одним комплектом мобильного проходческого оборудования нескольких забоев в течение смены.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**А. М. Абдыкадыров, А.Ж. Ражабов**

Научный руководитель доцент Н.А. Калдыбаев

Ошский технологический университет, г. Ош, Кыргызская республика

Информационные технологии стали повседневной необходимостью в горном производстве и все шире используются для планирования и проектирования горных работ, моделирования процессов и инженерных расчетов. В настоящей работе приводится пример использования современных геоинформационных и телекоммуникационных технологий для освоения месторождений нерудных полезных ископаемых [2].

Основными формами представления информации в геоинформационных системах (ГИС) являются цифровые карты (метрическая и топологическая информация), семантические базы данных (семантическая информация) и служебные базы данных, содержащие информацию о картографических проекциях цифровых карт, годах состояния местности и т.д. С точки зрения программных средств цифровые карты, семантические и служебные базы данных представляются в виде файлов. Внутренняя структура файлов, способ кодирования информации в них зависят от конкретной программной реализации ГИС. Среди ГИС-технологий наиболее удобным программным продуктом является ArcGIS, где встроен широкий инструментарий анализа пространственной информации [1].

Методика цифрового моделирования проектируемых месторождений с помощью ArcGIS предусматривает последовательное выполнение четырех операций:

1. Процесс «сшивания» (сканирование).
2. Привязка к координатной системе.
3. Процесс «оцифровки».
4. Создание базы данных.

В данной работе с помощью компьютерных технологий решены следующие практические задачи (на примере разработки Риштанского месторождения красных глин):

1. Обоснование границ проектируемого карьера.
2. Подсчет эксплуатационных запасов в контурах проектируемого карьера (по горизонтам отработки).
3. Оптимизация показателей разработки по экономическим критериям (по максимуму прибыли или потока наличности).

В процессе обоснования границ проектируемого карьера часто сталкиваются проблемой уточнения координат лицензионной площади. Это связано с тем, почти все месторождения разведаны в советский период, когда для топографической съемки использовалась Пулковская система координат, принятая еще в 1942-году. С появлением современных GPS-приборов вопрос ориентации в местности значительно упростилась, но часто возникают разногласия по координатам угловых точек лицензионной площади, так как в последнем приборе используется в основном европейская система координат WGS-84. Применение спутниковой карты местности значительно упрощает процесс проектирования карьера за счет большей наглядности (рис.1).

Среди спутниковых карт с точки зрения удобства наиболее приемлемым является использование Google Earth, обеспечивающим настройки и изменения в "десятичных градусах".

Для решения задачи подсчета эксплуатационных запасов в контурах проектируемого карьера использована следующая методика. Горная масса, подлежащая выемке согласно проекту, разбита на эксплуатационные блоки, имеющие высоту 8 м, генеральный угол откоса при погашении 45°, предохранительную берму между уступами 3 м.

Объем горной массы эксплуатационного горизонта определялся методом горизонтальных сечений, плоскости которых совпадали с верхней и нижней площадкой уступа. Обычно, для расчета запасов ручным способом площади сечений определяются путем трехкратного их обмера планиметром, а затем в зависимости от форм и размеров фигуры, образуемой в рассматриваемом участке уступа рассчитываются по геометрическим формулам. При расчете объемов горных пород, подлежащих к выемке нами были использована компьютерная программа ГИС K-MINE, которая обеспечила автоматизацию расчетов при сохранении требуемой точности.

К основным параметрам оптимизации разработки месторождения относятся все технические и экономические показатели, которые оказывают влияние на целевой критерий - максимум потока наличности или максимум дисконтированного потока наличности (чистой настоящей стоимости - NPV), а также определяющие значения граничного коэффициента вскрыши. В данном случае к ним относятся:

- разведанные запасы месторождения, их величина и расположение в пространстве;
- топографическая поверхность в районе открытых горных работ;
- горнотехнические условия разработки, технологические и геотехнические параметры, определяющие углы откосов бортов карьера в конечном положении;
- производительность карьера по полезному ископаемому и горной массе и производительность перерабатывающего завода;
- показатели извлечения запасов при добыче и переработке руды;
- экономические показатели: цены на добываемые полезные компоненты, материалы и ресурсы, производственные расходы, налоги и выплаты.

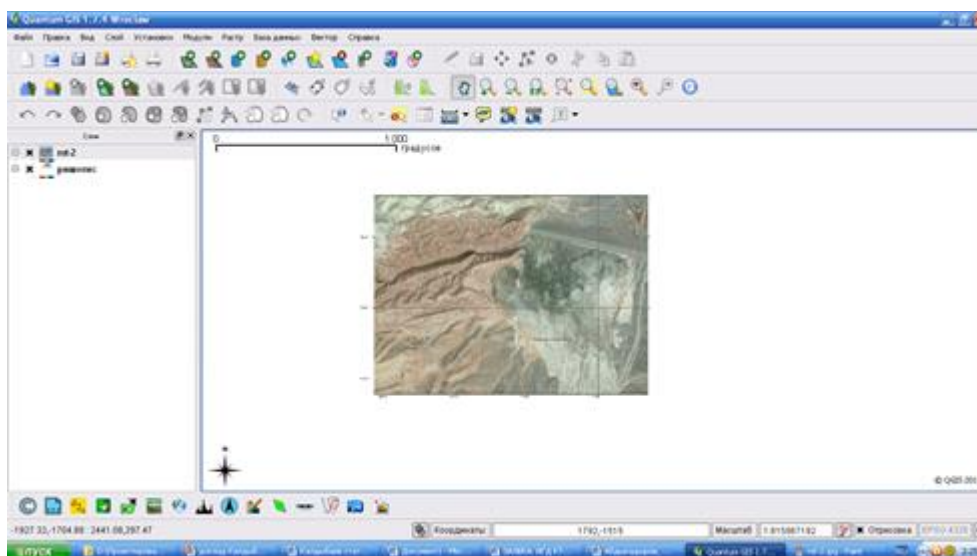


Рис. 1 Обработка спутникового снимка Риштанского месторождения красных глин с целью уточнения границ лицензионной площади

Для решения задачи оптимизации показателей разработки месторождения Риштанское по экономическим критериям в качестве основного метода рассматривается метод вариантов, предусматривающий построение нескольких вариантов карьера автоматизированными и инженерными методами. По каждому варианту карьера определяются объемы горных работ, рассчитываются извлекаемые запасы в контурах карьера, затраты на добычу и переработку полезного ископаемого, и при принятой цене на полезное ископаемое определяется суммарный по варианту поток наличности, а также дисконтированный поток наличности с учетом принятой производственной мощности. Тот вариант, который обеспечил максимум потока наличности, принимается как оптимальный в случае, когда рассматривается только открытый способ разработки без учета перехода на подземные горные работы. Окончательное решение о выборе оптимального варианта принимается на основе анализа чувствительности по динамике изменения потока наличности и NPV по вариантам карьера и цен на извлекаемые полезные компоненты в прогнозируемом диапазоне, а также эксплуатационных расходов на добычу и переработку руды до получения конечной продукции [3].

Внедрение методов компьютерного моделирования в область горных технологий и использование геоинформационных систем позволяет решить проблемы управления горными предприятиями за счет:

- повышения степени достоверности информации, устранения дублирования и противоречивости данных;
- увеличения степени надежности хранения и обработки информации;
- обеспечения представления информации в различной, удобной для пользователя форме;
- сокращения времени на получение необходимой информации.

Литература

1. Автоматизация горных работ с ГИС K-MINE. URL: <http://kai.com.ua/razrobotki/gis-k-mine> (дата обращения 28.02.2014).
2. Горные компьютерные технологии и геостатистика / Ю.Е. Капутин. – СПб.: Недра, 2002. – 424 с.
3. Калдыбаев Н.А., Абдыкадыров А.М., Султанов И. К. Моделирование месторождений нерудных строительных материалов с использованием ГИС-технологий с целью создания электронного кадастра // МАЛЫШЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ. Материалы Всероссийской научной конференции: в 2-х томах. – Старый Оскол, 2013. – Т. 2. – С. 41–46.

ВЛИЯНИЕ ТРЕЩИН НА ПРОЧНОСТЬ ОБРАЗЦОВ В ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Д.Е. Акбанбетова, М.А. Садыкова

Научный руководитель старший преподаватель А.Ж. Имашев

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганды, Казахстан

Известно, что наличие трещин в массиве горных пород приводит к снижению прочности горных пород. При определении зоны разрушения горных пород необходимо учитывать трещиноватость массива, которое наиболее существенно влияет на свойства массива горных пород.

Оценке влияния трещиноватости на прочностные и деформационные свойства скального массива посвящены работы Н. Бартон, З. Беньявского, Э.Г. Газиева, Р. Гудмана, Ч. Джегера, П.Д. Евдокимова, Д.Д. Сапегина, Т.Н. Кузнецова, К.В. Руппенейта, С.Б. Ухова, С.Н. Чернышёва, Д.С. Конюхов, О. Сабденбекулы.

Изучение прочностных и деформационных свойств трещин массива горных пород производится в лабораторных условиях. Испытывались образцы горных пород на сжатие, разрыв, сдвиг без трещин и с трещинами. Результаты испытаний показывают снижение прочности трещиноватых образцов в зависимости от типа и физико-механических свойств пород.

Варга А.А. [1] провел лабораторные исследования на образцах, изготовленных из керна. В зависимости от степени наличия трещины было выделено четыре типа разрушения образца:

- 1 - по монолитной породе,
- 2 - по системе трещина - монолит, т.е. с частичным участием трещины,
- 3 - по трещине,
- 4 - по нескольким трещинам.

Автором отмечается снижение прочности образца на сжатие, по сравнению с монолитной породой, для 2-го типа разрушения - в среднем на (20 – 40) %, а для 3-го и 4-го типов разрушения - на (60 - 90) % [2].

Испытание трещиноватых образцов в лабораторных условиях показывают значительное снижение прочности (в 2-3 раза).

В работах Оловянного А.Г. приводятся факторы снижения прочности трещиноватых горных пород. Для слабых и пластических пород снижение прочности достигает 30 – 70 %, для горных пород средней прочности и крепких 70-95 % [4].

Устойчивость породных обнажений пород кровли под влиянием трещиноватости снижается примерно на 40–50%, что указывает на необходимость детализации ее влияния. В ходе лабораторных исследований выявлено, что подавляющее большинство трещин в породах заполнено глинистыми и другими материалами. На поверхности трещин в алевролитах встречаются тонкие налеты глинистых и известковых веществ. Ширина трещин в породах достигает 0,008 м, хотя наиболее часто встречается менее 0,002 м [3].

Проведенный анализ результатов лабораторных исследований [3] показал, что главным образом прочность пород кровли зависит от вещественного состава, трещиноватости и других макро и микродефектов строения. За счет трещиноватости прочность пород кровли снижается в 3 – 15 раз. Породы слабые, с пределом прочности при прочности на сжатие 20–40 МПа, сильнотрещиноватые с расстоянием между трещинами от 0,3 до 0,5 м, устойчивы в течение 0,5–1,5 ч. Массивные трещиноватые породы с расстоянием между трещинами 0,6–1 м и пределом прочности на сжатие 40–50 МПа устойчивы 2–3,5 ч [3].

Было проведено исследование по испытанию образцов горных пород на прессе трехосного сжатия в Донецком научно-исследовательском институте горных процессов (ДНИИГП). Уникальность данного пресса заключается в получении графических и количественных результатов в реальном времени при проведении испытаний. К прессу подключен компьютер, на котором отслеживается состояние образца.

Для проведения лабораторных исследований были отобраны образцы горных пород рудника «Ушкатын-3», а также было изготовлено 10 песчанно – цементных образцов при соотношении 2:1.

Вначале испытывали образцы горных пород более монолитные, которые имели меньшее количество дефектов (рис. 1).

Для раскрытия микротрещин в образце они были испытаны на одноосное сжатие, вследствие чего были получены видимые трещины. Полученные образцы подвергались испытанию на трехосное сжатие.

Результаты испытания образцов горных пород без трещин показывают, что разрушение образца происходит через 680 секунд после начала нагружения при достижении значения давления 5,5 МПа. В данном случае, коэффициент структурного ослабления равен или близка 1.

На рис. 2 приведен график разрушения трещиноватого образца. На образцах были видны около 4 – 5 существенных трещин. При таких имеющихся дефектах разрушение образца началась после 320 секунд при значении давления 0,7 МПа. Снижение прочности по сравнению с образцами без трещин составило около 60 % для образцов из горных пород. К такому же испытанию подвергались и песчано-цементные образцы, которые снижают прочность до 80 %. В этом случае значение коэффициента ослабления составляет 0,4.

Также испытывались сильнотрещиноватые образцы, на которых присутствовали более 5 трещин. На этих образцах разрушение произошло при достижении значения давления 0,6 МПа и после 350 секунд с момента начала нагружения. В этом случае, снижение прочности по сравнению с образцами без трещин достигает 70 %, а для песчано-цементных образцов до 90 %. В этом случае, коэффициент структурного ослабления равен 0,3.

Таким образом, на основании проведенных лабораторных исследований были получены следующие результаты:

- при испытании образца без трещин происходит зарождение микротрещин, которые с течением времени и увеличением нагрузки раскрываются. Дальнейшее увеличение нагрузки приводит к скоплению этих трещин, и разрушение происходит за счет разрыва поверхностей трещин и потери сцепления между поверхностями;

- при наличии в образце 3 – 5 трещин снижение прочности составляет 60 %;

- при наличии в образце более 5 трещин прочность снижается до 70 %;

- при обосновании параметров устойчивости техногенных обнажений необходимо учитывать трещиноватость горных пород в соответствии с полученными результатами лабораторных испытаний.



Рис. 1 Испытание образца без трещин

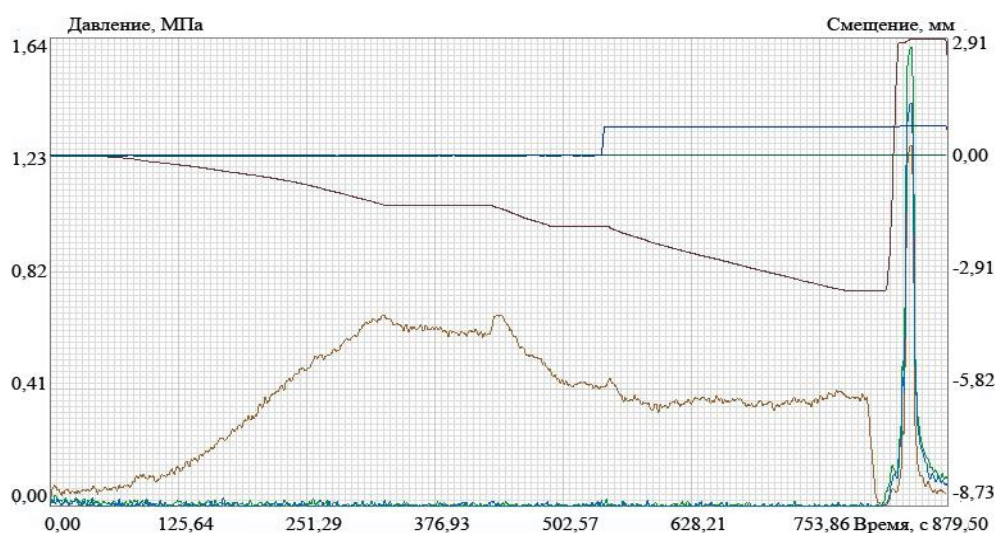


Рис. 2 Разрушение трещиноватого образца

Литература

1. Варга А.А. Инженерно-тектонический анализ скальных массивов. – М.: Недра, 1988. – 75 с.
2. Конохов Д.С. Изучение механических свойств крупных трещин методом математического моделирования: автореф. ... канд. тех. наук: 2000. – 22 с.
3. Лукьянов В.Г., Третенков И.В. Исследование влияния геомеханических факторов и разработка способов повышения устойчивости породного обнажения в проводимых горизонтальных горных выработках // Известия ТПУ. – Т. 311, №1. – С. 171 – 175.
4. Оловянный А.Г. Некоторые задачи механики массивов горных пород. – СПб: ООО «Стресс», 2003. – 234 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ДЛЯ УСЛОВИЙ РУДНИКА «УШКАТЫН-3»

Д.М. Ахмет, А.С. Кенесов

Научный руководитель старший преподаватель А.Ж. Имашев

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганды, Казахстан

Для сравнения результатов геотомографии [2] с данными численного анализа было проведено математическое моделирование методом граничных интегральных уравнений с поэтапным нагружением массива при существующей крепости пород с целью определения корректного коэффициента ослабления для горных пород рудника «Ушкатын-3».

В качестве исходных данных были приняты следующие физико-механические значения горных пород, которые приведены в проекте [1]:

Также при моделировании учитывались 3 поверхности ослабления, которые имитировали трещиноватость горных пород.

При существующей крепости горных пород зона разрушения не наблюдается.

Наличие отслоений горных пород, подтвержденные геотомографической съемкой и визуальное наблюдение существующих трещин в приконтурной части массива не позволяет обосновать полученный результат математического моделирования, проведенного при существующей прочности горных пород на руднике «Ушкатын-3».

В этом случае возникает вопрос о таком значении коэффициента ослабления массива, которое могло бы способствовать получению реальной зоны разрушения горных пород с учетом результатов лабораторных и шахтных исследований.

Дальнейшие исследования по определению зоны разрушения проводилась при снижении прочности горных пород на растяжение и сцепление. Исходные данные математического моделирования приведены в табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные для моделирования

Поперечное сечение выработки, м ²	Предел прочности на растяжение		Сцепление горных пород		Угол внутреннего трения, град	Объемный вес пород, т/м ³
	МПа	$\gamma H / \sigma_{сж}$	МПа	$\gamma H / \sigma_{сж}$		
15,7	8	0,74	9	0,83	30 или 0,58	2,7
	6	0,55	7	0,65		
	5	0,46	6	0,55		
	4	0,37	5	0,46		
	2	0,18	3	0,27		

Результаты математического моделирования методом граничных интегральных уравнений с поэтапным нагружением массива приведены на рис. 1 и сведены в табл. 2.

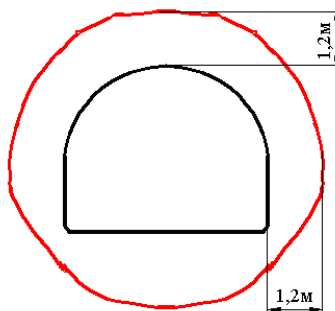


Рис. 1 Зона разрушения при прочности на растяжения 4 МПа

Полученный результат сканирования геотомографом [2] совпал при снижении прочности горных пород на растяжение до 4 МПа. В данном случае снижение прочности составляет 60 %. Значение коэффициента структурного ослабления равно 0,4. Данный результат хорошо сходится с результатами лабораторных испытаний и съемки естественной трещиноватости пород, которые проведены в работе [2].

По результатом исследований геотомографом была установлена связь между поверхностной трещиноватостью горных выработок с трещинами внутри массива.

Таблица 2

Результаты математического моделирования

Предел прочности на растяжение		Сцепление горных пород		Размеры зоны разрушения, м
МПа	$\gamma H / \sigma_{сж}$	МПа	$\gamma H / \sigma_{сж}$	
8	0,74	9	0,83	0,15
6	0,55	7	0,65	0,4
5	0,46	6	0,55	0,8
4	0,37	5	0,46	1,2
2	0,18	3	0,27	1,6

На рис. 2 показана зависимость размеров зоны трещиноватости от количества трещин на исследуемых участках.

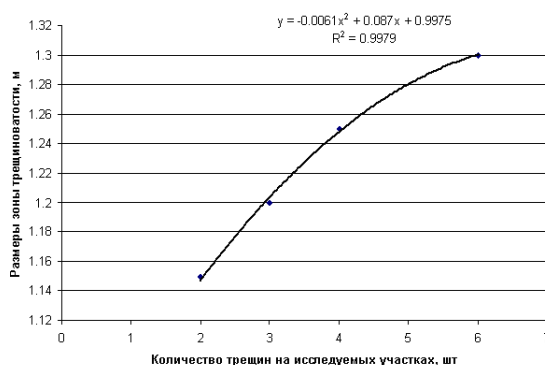


Рис. 2 Зависимость размеров зоны трещиноватости от количества трещин на исследуемых участках

По результатам статистической обработки методом парной корреляции данных сканирования массива была получена зависимость для определения зоны трещиноватости горных пород вокруг выработки для условий рудника «Ушкатын-3».

Таким образом, при определении размеров зоны трещиноватости вокруг выработок в условиях рудника «Ушкатын-3» можно использовать следующую эмпирическую зависимость:

$$\text{нз.тр.} = -0,0061N^2 + 0,087N + 0,9975$$

где, нз.тр – размеры зоны трещиноватости вокруг выработки, м; N – количество трещин на исследуемых участках, шт.

Точность данного уравнения оценивается индексу детерминации R. Значение $R^2 = 0,9979$ показывает хорошую сходимость полученных результатов.

На основании проведенных исследований была разработана методика оценки геомеханического состояния массива горных пород рудника «Ушкатын-3». Результаты, полученные по данной методике, позволяют оценивать устойчивое состояние техногенных обнажений, также выбрать рациональный вид и параметр крепления для поддержания капитальных и подготовительных выработок с учетом горно-геологических условий рудника «Ушкатын-3».

Такая методика определения коэффициента структурного ослабления позволит сделать более корректный переход от модели к реальному массиву при обосновании параметров устойчивости техногенных обнажений.

Таким образом, при обосновании параметров устойчивости техногенных обнажений в условиях рудника «Ушкатын-3» при проведении математического (численного) моделирования с учетом горно-геологической обстановкой месторождения необходимо вводить коэффициент структурного ослабления 0,4.

Литература

- Исабек Т.К., Судариков А.Е., Тилеухан Н., Имашев А.Ж. Исследование напряженно-деформированного состояния при отработке крутопадающих жил на руднике Ушкатын-3 // Труды Университета КарГТУ. – Караганда, 2012. – № 1. – С. 57-59.
- Имашев А.Ж. Обоснование параметров устойчивости техногенных обнажений в условиях рудника «Ушкатын-3». Дисс. доктор PhD. – Караганда: КарГТУ, 2013. – 160 с

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ДОВИНЧИВАНИЯ И НОРМАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ БУРОВЫХ ШТАНГ ПРИ ДЕЙСТВИИ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА И УДАРНЫХ НАГРУЗОК

С.С. Васенин

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Широкое распространение при бурении скважин малого диаметра в твердых горных породах получил вращательно-ударный способ. В этом случае резьбовые соединения буровых штанг испытывают одновременно действие крутящего момента, осевого усилия подачи и ударных нагрузок.

В данной работе приведены результаты исследований напряжений в элементах резьбовых соединений штанг возникающих в результате нанесения серии ударов и постоянно действующего крутящего момента.

Установлено, что при наличии крутящего момента и силового импульса сжатия от продольного удара происходит довинчивание штанг (рис.1), в результате чего увеличиваются статические нормальные напряжения в элементах резьбовых соединений (показания с микроамперметра снимались при включенном ударном

механизме и усилий подачи равно нулю). Увеличение статических напряжений сжатия – растяжения в элементах соединительных узлов объясняется тем, что при прохождении ударного импульса сжатия через соединение, витки ниппеля или муфты разгружаются от статических напряжений растяжения. В рассматриваемом случае внешний крутящий момент обеспечивает относительное угловое смещение буровых штанг на величину, соответствующую деформации растяжения, уменьшающейся в ниппеле или муфте при прохождении ударного импульса сжатия.

Увеличение статических напряжений сжатия – растяжения в элементах резьбового соединения в процессе нанесения ударов и действия постоянного крутящего момента происходит не бесконечно, а только до определенной величины.

По мере увеличения усилия затяжки после нанесения серии ударов вибрации соединения снижаются, коэффициент трения уменьшается незначительно и, в конечном счете, вибрации элементов соединения так уменьшаются, что коэффициент трения в резьбе и на торцах штанг практически остается неизменным и, как результат того, довинчивание штанг в соединительном узле полностью прекращается.

При сравнении двух соединительных узлов по максимальным статическим осевым силам, полученным после довинчивания штанг в процессе нанесения ударов и действия крутящего момента, можно заметить, что осевое усилие в муфтовом соединении больше, чем осевое усилие в ниппельном соединении, на 30% (параметры резьбы одинаковые, а площадь сечения муфты больше площади сечения ниппеля). Это объясняется тем, что величина статических напряжений сжатия-растяжения в элементах резьбового соединения при довинчивании штанг в процессе нанесения ударов и действия крутящего момента зависит от соотношения жесткостей соединяемых деталей. Чем меньше жесткость ниппеля или муфты по сравнению со штангой, тем меньше возникают статические напряжения сжатия в буровой штанге, следовательно, меньше максимальные напряжения при продольном ударе.

Следует иметь в виду, что характер распределения статических напряжений растяжения-сжатия по длине элементов муфтового и ниппельного соединений при довинчивании штанг от нанесения ударов и действия крутящего момента, аналогичен характеру распределения напряжений по длине элементов соединительных узлов от действия только крутящего момента, но большего по абсолютной величине.

Опытами показано, что максимальные статические нормальные напряжения в элементах резьбового соединения при довинчивании буровых штанг в результате нанесения ударов с постоянной силой и действия различных крутящих моментов изменялись, примерно, на одну и ту же величину (рис.1). Это объясняется тем, что один и тот же по амплитуде ударный импульс напряжения сжатия при прохождении через соединительный узел разгружает муфту и ниппель при различных крутящих моментах от статических напряжений на одну и ту же величину.

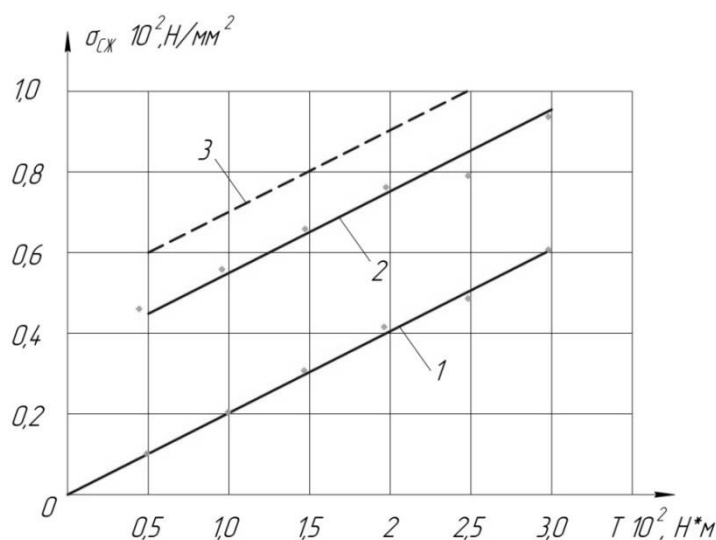


Рис.1 – Статические нормальные напряжения [1].

- 4- Нормальные напряжения, возникающие в резьбовой ниппельной штанге от действия крутящего момента;
- 5- Нормальные напряжения, возникающие в резьбовой части ниппельной штанги при действии крутящего момента и нанесении ударов;
- 6- Нормальные напряжения, возникающие в резьбовой части ниппельной штанги при действии крутящего момента и нанесении ударов, полученных расчетным путем.

Исследованиями установлено, что статические нормальные напряжения резко увеличиваются в элементах соединительных узлов в начальный момент нанесения ударов, т.е. примерно, через 5-6 ударов

достигают 70-80% своего максимального значения, а примерно, через 30 ударов увеличиваются до максимальной величины.

Литература

1. Динамические процессы и напряжения в элементах резьбовых соединений буровых штанг при вращательно-ударном нагружении: - монография / А.Л. Саруев, Л.А. Саруев; Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 70 с.

**ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ БОРТА РАЗРЕЗА В РАЙОНЕ ВЫХОДОВ
УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПОД НАНОСЫ**

А.В. Гапий, Д.С. Ожигин

Научный руководитель доцент С.Б. Ожигина

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

При разработке угольных месторождений открытым способом одним из наиболее опасных с геомеханической точки зрения участков является район выходов угольных пластов под наносы. Мульдообразное залегание угольных пластов в районе выходов обуславливает увеличение угла падения пластов и вмещающих пород, покрытых рыхлыми четвертичными отложениями. Влияние горных работ в районе выходов способствует перераспределению напряжений в горном массиве, изменению гидрогеологических условий и формированию поверхностей ослабления [1].

В июне 2013 г. на северном борту Центрального разреза (ПК 23з - ПК 24з) в районе выходов угольных пластов под наносы (гор.+450,0м – гор.+425,0м) произошел оползень (Рис. 1).

На данном участке для производства инструментальных наблюдений за состоянием устойчивости карьерных откосов заложена наблюдательная станция RL 7 (район разведочной линии 7), состоящая из двух профильных линий, включающих в себя 2 опорных и 18 рабочих реперов.

По наблюдательной станции RL7 в период с 3.07.2013г. по 28.08.2013г. выполнены 2 серии высокоточных инструментальных наблюдений.



Рис.1 Район деформаций карьерных откосов (гор +450м.- +425м)

Результаты наблюдений показали, что в целом борт разреза находится в устойчивом состоянии. Деформации выявлены только в районе рабочего репера 5 по профильной линии В. Данный репер находится в зоне призмы обрушения на горизонте + 451.0 м. (рис. 2), скорость деформирования репера составила менее 1мм/сут.

На основе анализа горно-геологической ситуации в районе деформаций и результатов инструментального контроля за состоянием устойчивости прибортового массива установлены причины возникновения оползня и механизм деформирования горных пород.

Основной причиной возникновения деформаций является несоответствие параметров откосов уступов в районе разведочной линии 7 (ПК 23^з - ПК 24^з, гор.+450,0м – гор.+425,0м) существующей прочности и углу наклона контактов угля и пород. В районе деформаций угол наклона слабого контакта изменяется от 25° до 37° и более. Деформирование прибортового массива произошло по слабому угле-породному контакту (рис. 3,4).

На основе обратных расчетов оползня в районе разведочной линии 7 (ПК 23^з – ПК 24^з, гор.+450,0м – гор.+425,0 м) определены ориентировочные значения прочностных характеристик горных пород: $k_p = 0,010$ МПа; $\rho_p = 20,5^\circ$; $\gamma = 1,33$ т/м³.

Оценка устойчивости фактического состоянию борта разреза производилась по группе уступов с гор. +410,0м по гор. +450,0м. Результаты расчетов по наименее устойчивому участку борта (расчетный разрез №1) представлены на рис. 3.



Рис.2 Деформации в районе профильной линии RL7-B (5-ый рабочий репер)

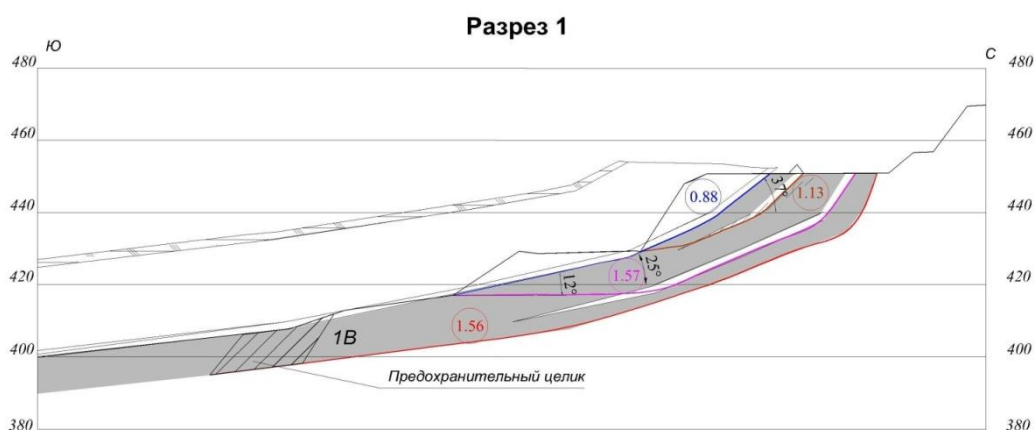


Рис.3 Оценка устойчивости фактического состояния прибортового массива

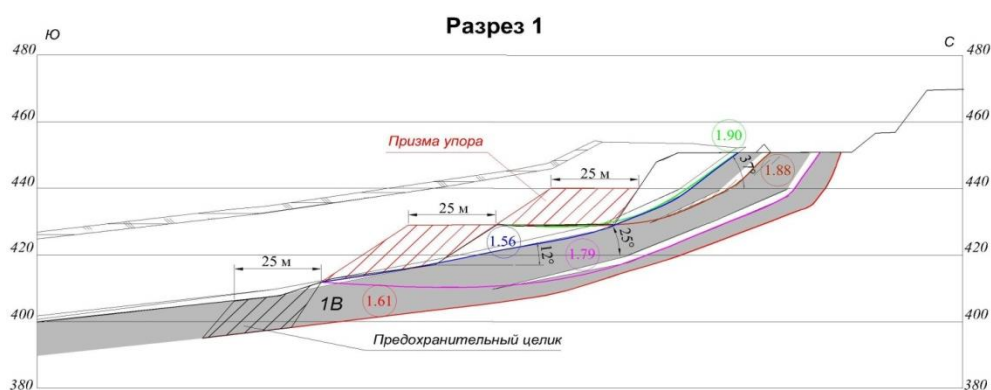


Рис.4 Рекомендуемые параметры укрепления борта разреза

На основании выполненных расчетов устойчивости карьерных откосов установлены параметры призм упора на гор. +440,0м, гор.+425,0м и величина предохранительного целика, представленные на рис. 4.

Ширина призмы упора на гор. +440,0м и гор. +425,0м составляет 25м. Величина предохранительного целика от основания насыпи должна быть не менее 25м. При этом коэффициенты запаса устойчивости борта разреза по возможным поверхностям скольжения находятся в диапазоне 1.56 – 1.90, что соответствует требованиям [2] Правил обеспечения устойчивости откосов на угольных разрезах.

Выводы: при ведении горных работ в районе деформации необходимо производить ежесменный визуальный и систематический инструментальный контроль за состоянием устойчивости карьерных и отвальных

откосов на участке укрепления в соответствии с Методическими указаниями по наблюдениям за деформациями бортов, откосов уступов и отвалов на карьерах и разработке мероприятий по обеспечению их устойчивости (Согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от «22» сентября 2008 г. № 39).

Литература

1. Ожигин С.Г. Деформации верхних уступов на Шубаркольском разрезе и разработка мероприятий по их предупреждению//Горный журнал Казахстана. – Алматы, 2009 – №7. – С. 8 – 9.
2. Правила обеспечения устойчивости откосов на угольных разрезах. – Санкт-Петербург, 1998. – 208 с.

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ СЪЕМКИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА КАМАГАНСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ**
Р.Р. Гарифуллин

Научный руководитель О.С. Колесатова
**Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова,
г. Магнитогорск, Россия**

В настоящее время для специалистов горнорудной промышленности становится все более ясным, что решение таких вопросов, как устойчивость бортов карьеров, давление и сдвигание горных пород под влиянием подземных разработок, невозможно без учета структурных особенностей массива. В литературе описана методика комплексного изучения структурных особенностей и физико-механических свойств пород и учета их при оценке устойчивости карьерных откосов и определении параметров процесса сдвигания [1].

На Камаганском месторождении проведена съемка трещин методом массовых замеров на карьере и в подземных выработках. В результате обработки данных съемки трещиноватости получены: диаграмма трещиноватости по месторождению; диаграммы трещиноватости по горизонтам (рис. 1) и по породам отдельности; полигональные кривые (рис.2) [2].

По диаграмме трещиноватости месторождения выявлены системы основных трещин, которые влияют на процесс сдвигания. Из диаграммы видно, что с увеличением глубины отработки интенсивность трещин горных пород уменьшается, следовательно, на процесс сдвигания будут оказывать влияние те системы трещин, которые прослеживаются с поверхности до интересующей глубины.

Установлено, что на Камаганском месторождении углы сдвигания горных пород равны углам падения систем трещин, т.е. при образовании провалов и воронок на дне карьера углы разрыва приближаются к величине 90° , а при образовании трещин на земной поверхности углы разрыва близки к величине $45^\circ + \rho/2$. Это видно из диаграммы трещиноватости (рис. 1), где углы падения систем трещин на карьере крутые, а нижележащих горизонтах – пологие.

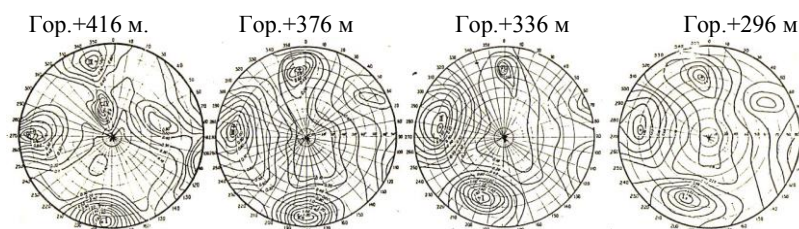


Рис. 1 Диаграммы трещиноватости горных пород Камаганского месторождения по горизонтам

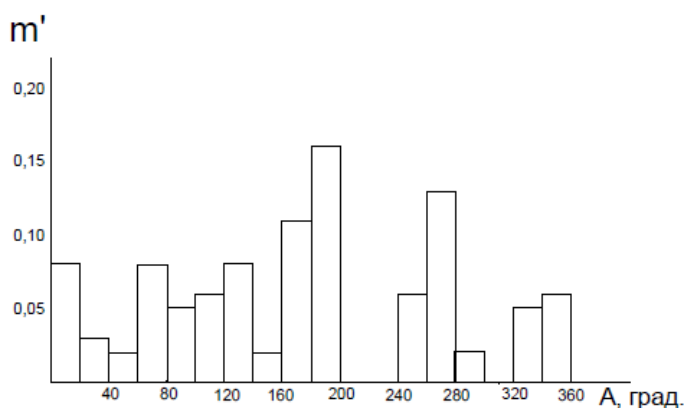


Рис. 2 Гистограмма распределения трещин по их азимутам простираения

Следовательно, по мере углубления горных работ сдвигения произойдет под более пологим углом. Результаты изучения трещиноватости горных пород на месторождении позволили получить графоаналитические зависимости изменения углов падения трещин от глубины их залегания (рис. 3).

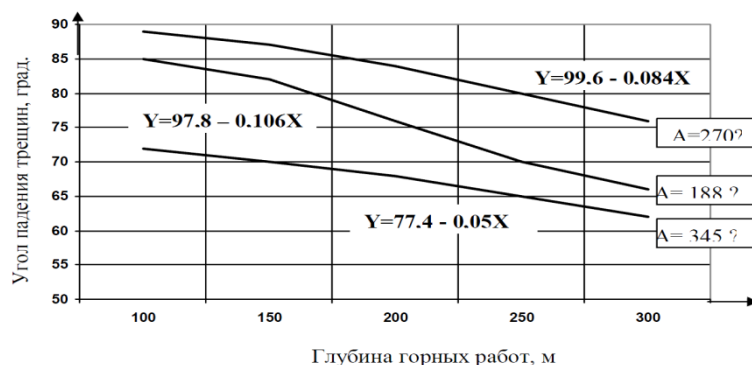
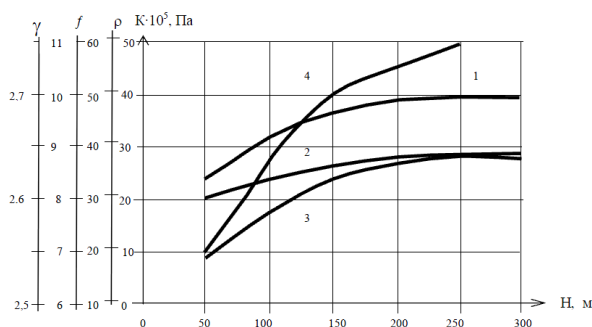


Рис. 3 Изменение углов падения систем трещин с глубиной их залегания

К важнейшим факторам, определяющим геомеханическое состояние массива, относятся прочностные свойства пород. Исследование физико-механических свойств горных пород выполнено методом лабораторных испытаний образцов пород и косвенными методами. В лабораторных условиях проведены испытания на растяжение, одноосное сжатие, и на определения упругих характеристик.

С целью отыскания общих закономерностей изменчивости прочностных свойств пород в массиве методом математической статистики обобщены данные свойств вмещающих пород Камаганского месторождения и установлены графоаналитические зависимости между плотностью, сцеплением, крепостью пород и глубиной их залегания (рис. 4).



1-сцепление - k; 2- угол внутреннего трения ρ ; 3- крепость- f; 4- средняя плотность γ .

Рис. 4 Зависимость прочностных свойств пород Камаганского месторождения с глубиной их залегания

Исходными данными для этого являются наименование пород, глубина их залегания и отдельные характеристики, как например, плотность пород и др., для определения которых не требуется трудоемких лабораторных исследований. Полученные зависимости и характеристики будут использованы при решении ряда технических задач на карьерах для обобщения результатов инструментальных наблюдений и уточнения физической стороны процесса сдвига.

Литература

1. Букринский В.А. Геометрия недр: Учебник для вузов. – М.: Изд-во МГГУ, 2002. – 549 с.
2. Протодьяконов М.М., Чирков С.Е. Трещиноватость и прочность горных пород в массиве. – М.: Наука, 1964. – 80 с.

КОНСТРУКЦИИ ПЛУНЖЕРНЫХ ГАЗЛИФТОВ

Донг Ван Хоанг, А.Е. Давыдова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Первые установки плунжерного лифта разработаны 1924 г. в США, позже появились отечественные разработки. Плунжерный лифт (от англ. plunge - нырять, погружаться) - устройство для подъема жидкости из скважины за счёт энергии газа, находящегося под давлением. Используется для подъема жидкости из нефтяных и газовых скважин. Некоторые конструкции плунжеров при движении вверх позволяют проводить самоочистку

насосно-компрессорных труб (НКТ) от парафина и гидратообразований, выполняя роль скребка. Установка может применяться в искривленных или наклонно-направленных скважинах, а также в скважинах со значительным содержанием парафина, песка и других тяжелых включений [1,5].

Существуют установки плунжерного лифта, добывающие на скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промышленной практике применяют два типа плунжерного лифта [2]:

- с управлением циклов
- без управления

Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малодебитных скважинах по некоторым причинам:

- Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;

- Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;
- Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

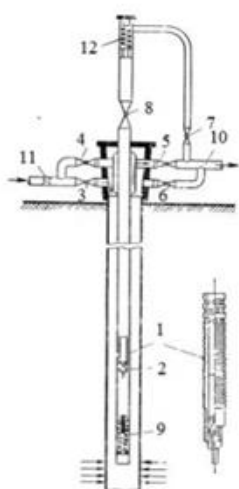


Рис. 1 - Плунжерный газлифт без управления (система Юза): 1-плунжер; 2-клапан; 3, 4, 5, 6, 7, 8 - задвижки; 9 - пружина забойного амортизатора; 10 - выкидная линия; 11 - газопровод, 12 - лубризатор.

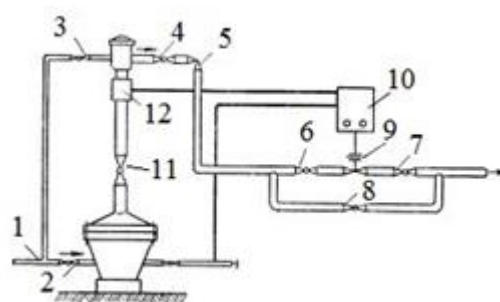


Рис. 2 - Поверхностное оборудование установки плунжерного газлифта, регулируемого контроллером времени циклов: 1 - газопровод; 2 - клапан; 3, 4, 6, 7, 8, 11 - задвижки; 5 - игольчатый вентиль штуцера; 9 - управляемый клапан; 10 - электронный контроллер; 12 - лубризатор.

К таким установкам относится и установка непрерывного действия, разработанная ВНИИгазом в 1963 г. и использовалась на ряде отечественных месторождений [5].

Чтобы получить экономический эффект при добыче малодебитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта с управлением циклов. Система управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени. В независимости от типа контроля работы получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера.

К установкам плунжерных лифтов с управлением циклов можно отнести установку Ижевского механического завода [1], предназначенную для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м³/сут при газовом факторе более 200 м³/м³. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовым фактором (ТОО СП «Акселсон-Кубань»).

Эффективность работы вышеописанных конструкций много зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забойу и по газу существуют следующие типы плунжера:

- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;
- плунжер типа "летающий клапан"
- постоянного наружного диаметра;
- комбинированный, предназначенный для скважин с разноразмерной колонной насосно-компрессорных труб.

С 1963 г. в России начали применять плунжерный лифт в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан» [3]. Особенность конструкции данного плунжера состоит в том, что цилиндрический корпус и шар механически не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и, как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их нецилиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятиям кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб [4].

С целью повышения надежности работы клапана в условиях ударных нагрузок, а также снижения расхода рабочего агента при эксплуатации скважин разработана на ОАО "Томский электро - механический завод" новая конструкция летающего клапана (рис. 3), позволяющая улучшить эффективность работы установок плунжерного газлифта [4].

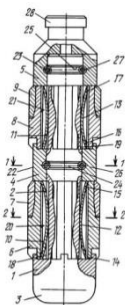


Рис. 3 - Летающий клапан для плунжерного лифта
1-ступенчатая наковальня; 2-стержень; 6, 7, 8, 9-плашки; 10, 11-рессоры; 22, 23-кольцевые разрезные пружинные шайбы; 24, 25, 26, 27-канавки; 28-ловительная головка.

Таким образом, разрабатываются более совершенные конструкции плунжерных газлифтов, которые позволяют поднимать нефть и жидкости из скважин, оборудованные подъемными колоннами малых и больших диаметров. Выбор оптимальной конструкции плунжера обеспечивает эффективность работы в установках для подъема жидкости из нефтяной и газовой скважин.

Литература

1. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов / Под ред. В.Г. Креца, В.Г. Лукьянова – Томск: Изд-во Томск. ун-та, 1999 г. 898 с.
2. Силаш А. П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть I. Пер. с англ. – М. Недра, 1980 г. – 375 с.
3. Шулятиков И.В., Мельников И.В. Технология и оборудование для повышения производительности газовых скважин на заключительном этапе разработки газовых скважин / Территория нефтегаз, 2009, – № 5.
4. Башлыков Ю.М., Аньшин В.В., и др. Летающий клапан для плунжерного лифта (Патент RU 2211375)
5. Российская газовая энциклопедия. Под ред. Р.И. Вяхирева и др. : Изд-во Большая Российская энциклопедия, 2004 г.
6. Шулятиков В.И., Маловичко Л.П., и др. Автоматизирование технологии для эффективной эксплуатации скважин / Газовая промышленность, 2002, № 12.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН, ОПАСНЫХ ПО ГАЗОДИНАМИЧЕСКИМ ЯВЛЕНИЯМ, НА ОСНОВЕ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА АБ ДЛЯ УСЛОВИЙ ШАХТНОГО ПОЛЯ РУДНИКА СОЛИКАМСКОГО КАЛИЙНОГО РУДОУПРАВЛЕНИЯ-3 ОАО УРАЛКАЛИЙ

Е.В.Зверева

Научный руководитель профессор С.С. Андрейко

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Подземная разработка калийных пластов практически на всех месторождениях мира значительно осложняется газодинамическими явлениями [1-3]. Внезапные выбросы соли и газа, обрушение пород кровли, явления комбинированного типа, отжимы призабойной части пород – вот тот спектр газодинамических явлений (ГДЯ), которые представляют реальную угрозу жизни шахтеров, разрушают дорогостоящие проходческое и

очистное оборудование, нарушают ритмичность работы рудников из-за длительных простоев, нарушают параметры системы разработки и технологию работ.

В настоящее время практика ведения горных работ на сильвинитовых пластах АБ и Красный-2 в условиях калийных рудников на ВКМКС показала, что газодинамические явления приурочены к участкам развития интенсивной складчатости пластов. При приближении горных работ к тектоническим нарушениям увеличивается возможность внезапного проявления газодинамического явления.

Статистический анализ геологических условий проявления ГДЯ при отработке пласта АБ показал, что к антиклинальным складкам третьего порядка приурочено более 70% от их общего числа. В этой связи прогнозирование зон, опасных по газодинамическим явлениям, на основе структурно-тектонического анализа является актуальной задачей.

На Верхнекамском месторождении калийных солей принята следующая классификация складок [4].

Складки первого порядка – это внутрипластовые, слоистые складчатости амплитудой до нескольких сантиметров или дециметров. Складки второго порядка охватывают отдельные слои и пласты. Амплитуда таких складок достигает 2 метров. Складки данных порядков сопровождаются обычным, спокойным выделением, не приводящим к газодинамическим явлениям.

К складкам третьего порядка относятся складки, охватывающие пласты внутри соляной толщи от пласта КрШ до пласта В. При этом размеры складок составляют: высота от 3 м до 12 м, ширина от 20 м до 100 м, длина – до 370 м. В пределах антиклинальных складок третьего порядка в процессе складкообразования образуются открытые трещины. Согласно и сублатеральные трещины, образующиеся в замковых частях антиклинальных складок третьего порядка и заполненные свободным газом, в большинстве случаев являются очагами ГДЯ при отработке пласта АБ.

В процессе выполнения работы выполнена с помощью современных компьютерных технологий цифровая обработка геологических разрезов по панельным и блоковым выработкам 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 17 и 18 панелей и построена карта изогипс кровли пласта АБ для условий шахтного поля рудника СКРУ-3.

На втором этапе исследований по результатам цифровой обработки исходных данных была построена карта изогипс кровли пласта АБ, на основании которой проводился анализ структурно-тектонического строения пласта для условий шахтного поля рудника СКРУ-3 для выявления зон, опасных по газодинамическим явлениям (рис. 1).

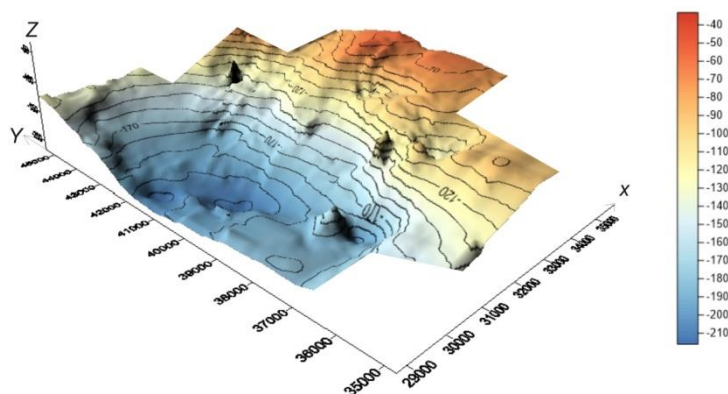


Рис.1 Карта изогипс кровли пласта АБ шахтного поля рудника СКРУ-3

Анализ данной карты выявил местонахождение 7 антиклинальных складок третьего порядка: 1) на 2 панели в блоке 10; 2) на 4 панели складка вытянута с 7 на 6 блок; 3) на 5 панели складка занимает восточную часть 9 блока и западную часть 10 блока; 4) на 8 панели в блоке 9; 5) на 17 панели в блоках 3 и 5; 6) на 18 панели в блоке 3; 7) на 18 панели складка вытянута с 9 на 8 блок.

На основе обобщения данных анализа структурно-тектонического строения пласта АБ построена прогнозная карта зон, опасных по газодинамическим явлениям, для южной части шахтного поля рудника СКРУ-3 (рис.2). Всего на шахтном поле рудника СКРУ-3 выделено 6 зон, опасных по ГДЯ, которые расположены в блоке 10 на панели 2, в блоках 6 и 7 на панели 4, в блоках 9 и 10 на панели 5, в блоке 9 на панели 8, в блоках 3 и 5 на 17 панели и в блоках 3, 5, 7, 8, 9 на панели 18.

Для безопасного ведения подготовительных и очистных горных работ по пласту АБ рекомендуется в пределах прогнозируемых зон, опасных по газодинамическим явлениям, применять режим полуавтоматического (дистанционного) режима управления комбайном при нахождении машиниста комбайна на расстоянии не менее 20 м от комбайна (рис.3). Введение полуавтоматического (дистанционного) режима управления комбайном позволит избежать вредного воздействию поражающих факторов газодинамического явления. При развитии ГДЯ рабочие могут быть травмированы разлетающимися кусками породы и частями разрушенного под действием газосолевого потока и ударной воздушной волны горного оборудования.

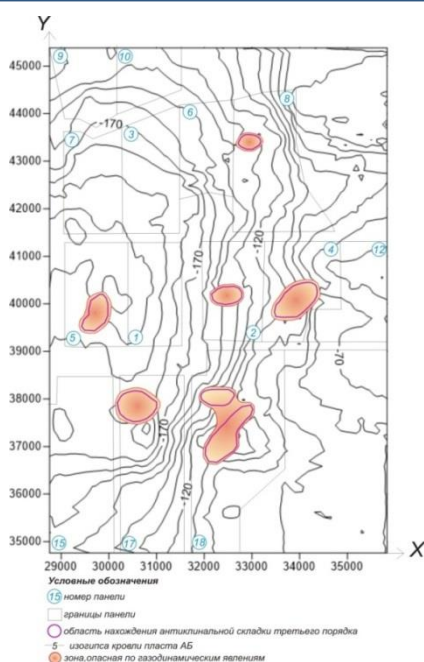


Рис. 2 Прогнозная карта зон, опасных по газодинамическим явлениям, для шахтного поля рудника СКРУ-3

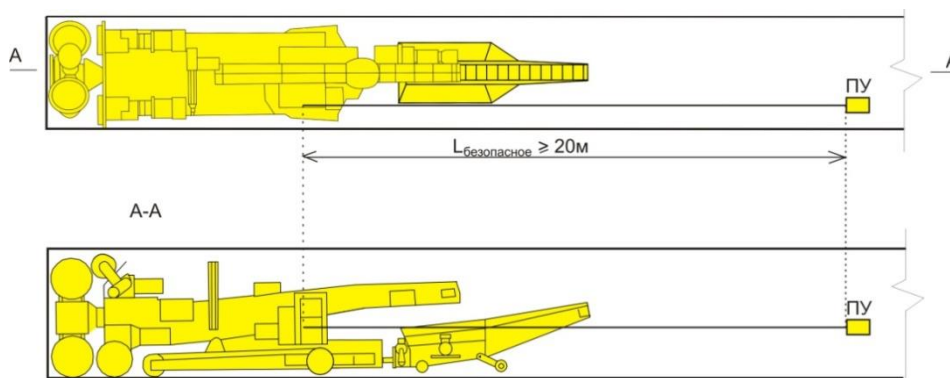


Рис.3 Схема расположения машиниста при дистанционном управлении комбайном в зонах, опасных по газодинамическим явлениям, при ведении очистных и подготовительных работ по пласту АБ.

Литература

1. Газодинамические явления в калийных рудниках: методы прогнозирования и способы предотвращения: учеб. пособие / С.С.Андрейко. – Пермь: Изд-во Перм.гос.техн.ун-та, 2007. – 219с.
2. Петротектонические основы безопасной эксплуатации Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей/Н.М. Джиноридзе Н.М. [и др.]. – Санкт-Петербург, 2000. – 400 с.
3. Андрейко С.С. Механизм образования очагов газодинамических явлений в соляном породном массиве. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. –196 с.
4. Долгов П.В., Полянина Г.Д., Земсков А.Н. Методы прогноза и предотвращения газодинамических явлений в калийных рудниках - Алма-Ата: Наука, 1987. – 176 с.

ПРОВЕДЕНИЕ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ

А.В.Изофатенко

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Подземная прокладка магистральных трубопроводов, осуществляемая более чем на 98% протяженности трасс, обусловила необходимость выполнения земляных работ в большом объеме.

Выполнение земляных работ в обычных условиях механизировано в высокой степени и не представляет большой сложности. Однако разработка имеющих высокую прочность полускальных, скальных и мерзлых грунтов обычными способами и строительными машинами невозможна. В некоторых случаях разработка скальных и мерзлых грунтов возможна после предварительного механического рыхления. Однако износ тракторов-рыхлителей и экскаваторов при этом очень значителен, что применение такой технологии

становится неоправданным. Поэтому в сложных инженерно-геологических условиях широкое применение нашли буровзрывные работы.

Взрывной способ используется при разработке подводных траншей в скальных грунтах, например при строительстве подводного перехода через Волгу, при дроблении валунов и в некоторых других случаях. Для производства буровзрывных работ применяется высокопроизводительное буровое оборудование, различные взрывчатые материалы.

Взрывные работы являются важным и ответственным процессом при проведении горизонтальных выработок, так как подавляющая часть выработок проводится по крепким породам. Знания теоретических основ техники и организации буровзрывных работ являются основой для изучения технологии и организации проведения горно-разведочных выработок.

Следует усвоить принципы составления паспорта буровзрывных работ, который является основным документом для ведения буровзрывных работ. Все вопросы должны быть глубоко проработаны и учтен передовой опыт ведения БВР. Темпы проходки горно-разведочных выработок в большой степени зависят от правильно выбранной глубины шпуров, их принципиального расположения по площади забоя, веса и распределения заряда, а также от качества выполнения взрывных работ. При изучении методов взрывания, особое внимание следует уделить методу шпуровых зарядов, как наиболее широко распространенному при проведении горных выработок.

Применение энергии взрыва в современных условиях весьма актуально. Это неотъемлемая часть при строительстве нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ в XXI веке. Энергия взрыва имеет широкое применение – это рыхление скальных и мерзлых грунтов, разработка траншей в условиях болот и обводненной местности, а также при проведении ремонтных работ на магистральных трубопроводах.

В настоящее время ведутся изыскательские и проектные работы по строительству нефтепровода по маршруту Тайшет – Казачинское – Сковородино – Перевозная. Трасса проектируемого нефтепровода проходит по территории семи субъектов Российской Федерации – Иркутской, Читинской и амурской областей, Республики Бурятия, Еврейской автономной области, Хабаровского и Приморского краев.

Трасса характеризуется сложными геологическими, гидрологическими и сейсмическими условиями. На основном ее протяжении предусматривается подземная прокладка трубопровода. Предстоит преодолеть свыше 435 км болот, более 1 тыс. км скальных и полускальных грунтов, зоны вечной мерзлоты, разломы, карстовые породы, селевые и оползневые участки. На пути имеется около 50 больших и малых рек, десятки автомобильных и железнодорожных дорог.

Значительные объемы взрывных работ будут необходимы для подготовки трассы, в связи с тем, что она будет сооружаться в сложных геолого-географических условиях, связанных с преодолением косооголов со значительным уклоном и строительством дорог и промышленных площадок вдоль проектируемой трассы трубопровода, а также наличием на проектируемой трассе большого количества валунов, которые невозможно убрать с помощью бульдозерной и другой техники.

В связи с тем, что строящаяся трасса проходит по болотистым и обводненным территориям, вероятно, также не избежать применения взрывных работ для сооружения траншеи для укладки трубопровода.

Таким образом, применение энергии взрыва при строительстве и эксплуатации трубопроводов в современных условиях весьма актуально, т.к. значительно может сократить сроки строительства и сократить стоимость строительства за счет уменьшения количества дорогостоящего оборудования и специализированной техники.

Литература

1. Лукьянов В.Г., Комащенко В.И., Шмурыгин В.А. Взрывные работы. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2008.
2. Лукьянов В.Г., Шмурыгин В.А., Зленко В.С. Применение энергии взрыва при строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов // ТЭК и ресурсы Кузбасса, 2007. – №3.
3. Лукьянов В.Г. Взрывные работы на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2007.

ИССЛЕДОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА КОНВЕРТЕРНЫХ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ШЛАКОВ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ИЗНОСОУСТОЙЧИВОГО ГАРНИСАЖА НА ФУТЕРОВКЕ АГРЕГАТА

А.Н. Калиногорский

Научный руководитель профессор Е.В. Протопопов

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Нанесение гарнисажа при раздувке конвертерного шлака является важной составляющей технологии горячих ремонтов футеровки агрегатов. Для повышения износоустойчивости гарнисажа предлагается формирование конвертерных магнезиальных шлаков с рациональным соотношением высоко- и низкотемпературных фаз [1].

С целью определения изменений, происходящих в конвертерном шлаке при вводе в него определенного количества специальных добавок, в частности высокомагнезиальных флюсов, наряду с химическим анализом проведены исследования минерального состава, текстурно-структурных, кристаллохимических и кристаллофизических особенностей шлаков¹.

Минераграфические исследования проводили в поляризованном отраженном свете на исследовательском металлографическом микроскопе МИМ-8-М, МИМ-10 и микроскопе поляризационном рабочем проходящего и отраженного света с цифровой камерой OLYMPUS E 420 ЛабоПол-2 РПО вариант 2, а текстурно-структурные – на натуральных обломках проб на стереографических микроскопах МБС-2 и ЛабоСтеми-4 зум.

Пробы для минераграфических исследований цементировали эпоксидной смолой в брикеты диаметром 20 мм и подвергали мокрой шлифовке, доводке на алмазных брусках и алмазной пасте и полировке с использованием окиси хрома. Исследования проводили в широком диапазоне увеличений от натуральных размеров до 3000× с обязательным фотографированием наиболее интересных структур. При больших увеличениях (500 – 3000×) в качестве иммерсионной жидкости использовали кедровое масло. Исследования проводили, как в обычном, так и в поляризованном свете.

Предварительно были проведены опытные плавки в 350-т конвертерах с промежуточными повалками для исследования физико-химических свойств шлака [2]. В таблице приведены минералы, присутствующие в опытных образцах шлака (1, 2, 3 и 4), отобранных, соответственно, на 4-й, 12-й минутах, по окончании продувки и после нанесения шлакового гарнисажа характерной конвертерной плавки. Минеральный состав рассчитывали по данным химического анализа с учетом результатов минераграфических исследований опытных образцов шлака.

Таблица 1

Минеральный состав опытных образцов шлака

Минерал (соединение)	Равновесная температура, °С	Содержание минерала в опытных образцах, %			
		1	2	3	4
Периклаз (MgO)	2800	3,97	1,91	11,45	20,29
Кальцооксид (CaO)	2570	1,2	14,44	25,05	34,04
Вюстит (FeO)	1370	1,23	2,67	3,63	1,01
Манганозит (MnO)	1850	2,94	2,51	3,49	2,61
Шпинель (MgAl ₂ O ₄)	2135	1,29	1,4	0,82	0,25
Галаксит (MnAl ₂ O ₄)	1870	1,29	0,47	0,27	0,11
Герценит (FeAl ₂ O ₄)	1750	1,29	0,47	0,27	0,44
Якобит (MnFe ₂ O ₄)	1500	1,94	1,48	0,81	0,37
Магнезиоферрит (MgFe ₂ O ₄)	1810	0,65	3,69	2,73	2,39
Магнетит (FeFe ₂ O ₄)	1592	1,37	1,18	0,81	1,56
Маггемит (γ-Fe ₂ O ₃)	-	0,69	3,04	0,26	0,23
Кальциооливин (Ca ₂ SiO ₄)	2130	29,79	26,49	22,64	8,56
Форстерит (Mg ₂ SiO ₄)	1890	14,9	15,89	9,28	6,95
Фаялит (Fe ₂ SiO ₄)	1205	7,45	5,89	2,91	4,55
Тефроит (Mn ₂ SiO ₄)	1345	7,45	5,89	2,83	1,07
Витлокит (Ca ₃ (PO ₄) ₃)	1720	1,51	0,99	0,91	0,61
Волластонит (CaSiO ₃)	1540	-	0,39	-	2,85
Пироксен ((Mg,Fe,Mn,Ca) ₂ Si ₂ O ₆)	1500	8,68	0,39	-	2,23
Браунмиллерит ((Ca,Mg) ₂ (Al,Fe) ₂ O ₅)	1415	-	9,36	6,21	5,23
Двукальциевый феррит (Ca ₂ Fe ₂ O ₅)	1400	10,81	-	5,24	4,41
Ольдгамит (CaS)	-	0,25	0,26	0,45	0,25

Во всех опытных образцах наблюдали выделения реликтового периклаза и кальцооксида. Их наличие свидетельствует о том, что большая часть этих тугоплавких минералов, оплаваясь с периферии, прошла стадию перекристаллизации с уплотнением внутренних объемов периклаза и кальцооксида. Таким образом, конвертерный магнезиальный шлак в течение продувки имеет гетерогенный состав, где тугоплавкие частицы периклаза и извести находятся в расплаве более легкоплавких составляющих.

Кристаллизация минералов на этих реликтовых центрах увеличивает содержание в шлаке твердофазных частиц и способствует загущению шлака. Вновь образованные слои магнезиовюститита, нарастая на зерна периклаза, обладают более низкой температурой кристаллизации за счет наличия в них изоморфных легкоплавких примесей и образуют концентрически-зональную структуру, причем при большом увеличении микроскопа отчетливо видно, что внутренние, первые слои, обладающие более низкой отражательной способностью, представлены периклазом со сравнительно небольшим содержанием легкоплавкого вюститита. На

¹ Исследования выполнены под руководством к.г.-м.н., профессора Пермякова А.А.

внешнюю зона периклазидов, как правило, нарастают еще и шпинелиды, причем они представляют собой изодиморфную смесь магнезиовюститита со шпинелидами.

Содержание оливинов в опытных образцах шлака последовательно уменьшается от 61,09 % до 21,73 %, при этом они имеют сложный переменный состав, обусловленный совершенной изоморфной смесимостью оливиновых компонентов. Наиболее тугоплавкими являются кальциооливин, и форстерит, а наиболее легкоплавким – фаялит. В начале процесса отмечается наиболее высокое содержание оливинов, обогащенных легкоплавкими компонентами, поэтому значительная их часть находится в расплавленном состоянии. В расплаве отмечается и сравнительно большое количество кристаллов кальциооливина ($\alpha\text{-Ca}_2\text{SiO}_4$), среди которых эпизодически встречается мервинит ($\text{Ca}_3\text{Mg}(\text{SiO}_4)_2$), имеющий температуру плавления 1598 °С, который, очевидно, образуется при снижении температуры конвертерной ванны. Кристаллы кальциооливина растут в течение всего периода продувки металла, при этом количество их генераций соответствует числу присадок извести (зарождение каждой генерации происходит в момент присадки очередной порции материала).

Шпинелиды шлака отличаются сложным переменным составом и, как правило, находятся в расплавленном состоянии, только в исключительных случаях, при снижении температуры или увеличении содержания магния и глинозема, могут встречаться в твердом кристаллическом состоянии. Однако, в опытных образцах шлака шпинелиды играют второстепенное значение вследствие их незначительного количества.

Пироксены в опытных образцах шлаке находятся в расплавленном состоянии, поскольку последние кристаллизуются только при полном затвердевании шлака. В шлаке фиксировали в основном диопсид ($\text{CaMgSi}_2\text{O}_6$), содержащий изоморфную примесь Fe, Mn и Al. Иногда встречали псевдоволластонит (CaSiO_3) в виде тонких игольчатых или пластинчатых кристаллов.

Выявленные ферриты кальция также относятся к наиболее легкоплавкой составляющей конвертерного шлака. Они представлены в основном двукальциевым ферритом ($\text{Ca}_2\text{Fe}_2\text{O}_5$), содержащим изоморфные примеси разных компонентов. В отдельных микрообъемах фиксировали браунмиллерит ($\text{Ca}_4\text{Al}_2\text{Fe}_2\text{O}_{10}$). Ферриты располагаются в интерстициях между хорошо закристаллизованными тугоплавкими минералами.

Необходимо отметить, что текстура обломков гарнисажного шлака имеет некоторые особенности. Во первых, обломки шлака довольно массивные, а, во вторых, они представляют собой нагромождение ошлакованных тугоплавких частиц дополнительно присаженного высокомагнезиального флюса. При этом микроструктура гарнисажного шлака, в отличие от шлака, отобранного по окончании продувки, (рисунок) имеет значительно больше крупных тугоплавких кристаллов кальциооливина и периклазидов.

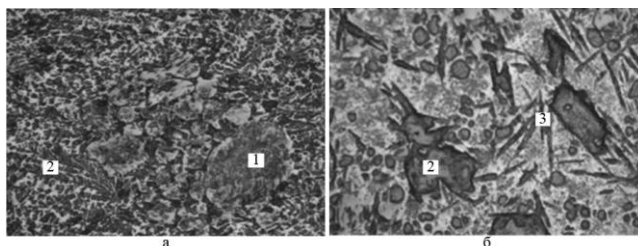


Рис.1 Микроструктура образца шлака, отобранного по окончании продувки (а), после нанесения гарнисажа (б):
1 – периклазиды; 2 – оливины; 3 – пироксены $\times 200$

Для образования в шлаке более крупных кристаллов кальциооливина к концу продувки необходимо ускоренное растворение извести, что способствует созданию каркасной структуры гарнисажа с соответствующим повышением износоустойчивости защитного покрытия.

Литература

1. Бабенко А.А. Фазовый состав конвертерных магнезиальных шлаков и технологические приемы повышения износоустойчивости формируемого на футеровке гарнисажа / А.А. Бабенко, Л.Ю. Кривых, Н.В. Мухранов [и др] // Известия вузов. Черная металлургия, 2012. – №2. – С. 37 – 40
2. Протопопов Е.В. Исследование особенностей формирования гарнисажа на футеровке большегрузных конвертеров при использовании высокомагнезиальных флюсов / Е.В. Протопопов, А.А. Пермяков, А.Н. Калиногорский // Проблемы черной металлургии и материаловедения, 2013 – №4, – С. 32 – 3

ИССЛЕДОВАНИЕ И ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ МАШИН УДАРНОГО ДЕЙСТВИЯ

И.В. Кузнецов

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке полезных ископаемых для бурения шпуров и скважин во все мире используются различные бурильные машины.

Однако, для работы пневмоперфоратора электрическая энергия преобразуется в механическую через энергию сжатого воздуха. Для чего требуется дорогостоящее компрессорное хозяйство и сети воздухопроводов.

Многokратное преобразование энергии из одного вида в другой, утечки сжатого воздуха в магистралях, несовершенство рабочего цикла самого перфоратора приводят к тому, что общий КПД пневматических бурильных машин равен 9-14%.

Кроме того, при работе пневмоперфораторов образуются и поступают в рабочее пространство вредные выбросы – масляный аэрозоль и водяной туман, а уровень шума за счет выхлопа сжатого воздуха значительно превышает санитарные нормы.

Более совершенствованные (КПД 30-45%) гидравлические перфораторы не находят пока широкого применения из-за высоких требований к точности изготовления деталей, к чистоте и качеству масла. Для их работы необходимы маслостанция высокого давления, имеющая значительный вес и габариты, рукава высокого давления.

Известные зарубежные фирмы, например, BOSCH, которые выпускают электроперфораторы со сравнительно малой энергией удара при частоте 960 ударов в минуту. Ведутся работы по созданию механизма преобразования электрической энергии в механическую фирмами «Накояма» (Япония), «Бригель» (Швейцария) и некоторыми фирмами США и Англии.

Мощные машины с электромагнитным приводом для бурения крепких горных пород разрабатывались во многих странах мира. Однако ряд трудностей, главное из которых явилась проблема охлаждения силовых электромагнитных катушек, находящихся в замкнутом объеме ограниченных размеров, не позволили этим разработкам выйти на промышленное освоение.

Известные пневмо- и гидроударные узлы обладают низким КПД и высокой степенью износа и шума (превышающий допустимые нормы), в связи с этим ведется. На кафедре Теоретической и прикладной механики НИ ТПУ разработан гидроимпульсный силовой механизм (рис. 1), который может быть использован вместо ударных узлов бурильных машин вращательно-ударного действия, либо в качестве источника высокоэнергетических направленных упругих колебаний для бурильных машин вращательного действия. В данном устройстве для формирования силовых импульсов можно выделить два колебательных контура. Первый колебательный контур – гидропульсатор – 1, создающий колебания давления жидкости, второй – жидкость – 2, находящаяся в замкнутом объеме, 4 – инерционная масса с корпусом гидроцилиндра – пневмоподатчик – 3. Потенциальная энергия сжатого воздуха в пневмоподатчике, разгоняя активную массу, переходит в ее кинетическую энергию. Инерционная

масса, действуя на замкнутый объем жидкости, преобразует свою кинетическую энергию в потенциальную энергию деформированного рукава высокого давления – 7. Деформация рукава высокого давления будет продолжаться до тех пор, пока не израсходуется вся кинетическая энергия массы. Вынужденные колебания данной системы обеспечиваются работой гидропульсатора. [1]

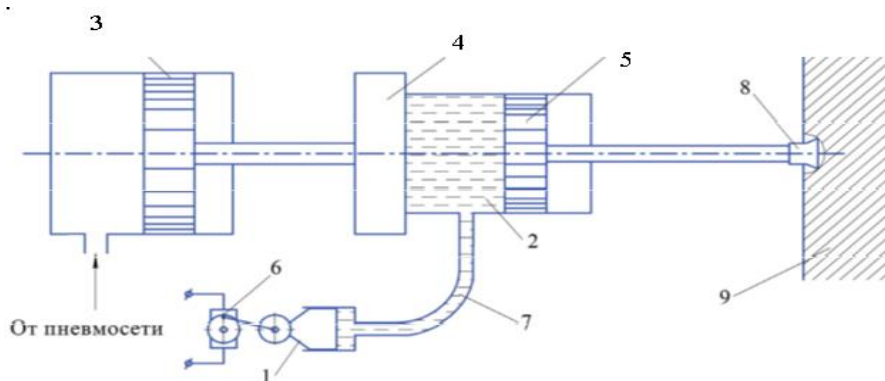


Рис.1 Принципиальная схема гидроимпульсного силового механизма: 1) гидропульсатор; 2) замкнутый объем жидкости; 3) подающее устройство (пневмоподатчик); 4) активная масса с гидроцилиндром; 5) поршень гидроцилиндра с хвостовиком колонны бурильных труб; 6) электродвигатель; 7) рукав высокого давления; 8) породоразрушающий инструмент; 9) горная порода.

Проведены экспериментальные исследования в лабораторных условиях и получены убедительные положительные результаты, а сама новизна и оригинальность продукта подтверждена 2-мя патентами РФ (собственник ТПУ).[2]

Таким образом, принципиальное преимущество перед другими механизмами отсутствие соударяющихся деталей, за счет этого обеспечивается снижение шума. Отсутствия маслостанции: поскольку в машине нет перетекания жидкости, находясь в замкнутом объеме лишь деформирует рукав высокого давления.

Литература

1. Саруев Л.А., Зиякаев Г.Р., Пашков Е.Н. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин //Перспективы развития горно-транспортного оборудования: П26 Сборник статей. Отдельный выпуск Горного информационно-аналитического бюллетеня (научно-технического журнала) – М.: издательство "Горная книга". – 2011. – № 05. – 344 с.

2. Патент на ПМ 79924 РФ. МПК7 E21B 6/02, B25D 16/00. Гидроимпульсная сваебойная машина / Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Юровский П.Г., Пономарев А.В. Опубл. 10.10.2013 г.

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЙ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ ШТАНГ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОМ БУРЕНИИ ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

С.Н. Леонович, А.Л. Саруев

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При вращательно-ударном нагружении резьбовых соединений штанг возникают нормальные и касательные напряжения, а также напряжения изгиба.

Максимальные нормальные напряжения в буровой штанге при продольном ударе можно определить по методике, изложенной в работе Ф. Арндта [1].

В случае, если предупредительная скорость бойка неизвестна, например, при проектировании новых ударных узлов, то формулу Ф. Арндта (для бойка двухступенчатой цилиндрической формы) можно привести к виду

$$\sigma_{\max} = \sqrt{\frac{2K_1 P_0 A_y S_k}{m_\delta} * \frac{E_{умт}}{2a_{умт}} [1 + g_1 + (1 - g_1^2)g_2]}, \quad (1)$$

где P_0 - давление сжатого воздуха в сети;

A_y - сечение полости ствола ударного узла;

S_k - ход бойка, представляющий разность между длиной полости цилиндра (за вычетом длины хвостовика инструмента) и длиной ударника;

m_δ - масса бойка;

K_1 - коэффициент потерь энергии, учитывающий степень наполнения цилиндра сжатым воздухом, механические и др. потери при оптимальных режимах работы пневматического ударного узла, который для приближенных расчетов можно принимать равным 0,5... 0,55;

$E_{умт}$ - модуль упругости;

$a_{умт}$ - скорость звука в материале штанги;

$$g_1 = \frac{A_{1\delta} - A_{умт}}{A_{1\delta} + A_{умт}}, \quad (2)$$

$A_{1\delta}$ - сечение первой ступени бойка;

$A_{умт}$ - сечение штанги;

$$g_2 = \frac{A_{2\delta} - A_{1\delta}}{A_{2\delta} + A_{1\delta}}, \quad (3)$$

$A_{2\delta}$ - сечение второй ступени бойка.

Для упрощения расчетов параметров новых пневматических ударных узлов и максимальных напряжений сжатия в буровых штангах при продольном ударе по формуле (1) построены номограммы.

Максимальные нормальные напряжения, возникающие в нарезанной части штанги, в муфте (ниппеле) при вращательно-ударном бурении, можно определить по формулам:

а) в нарезанной части штанги (для бойка двухступенчатой цилиндрической формы)

$$\sigma_{p,умт} = \sigma_{ст} + \sigma'_{ст} + \sigma''_{ст} + \sigma_{дин} = \frac{P}{A_{p,умт}} + \frac{P_{oc}x}{A_{p,умт}} + \frac{xV_\delta E_{умт} K}{2a_{умт}} (1 + g_1) + \frac{xV_\delta E_{умт} K}{2a_{умт}} [1 + g_1 + (1 - g_1^2)g_2], \quad (4)$$

где $\sigma_{ст}$ - максимальные статические напряжения, возникающие в резьбовой части штанги от действия крутящего момента;

σ_{cm}^0 - максимальные статические напряжения, возникающие в резьбовой части штанги от действия осевого усилия подачи;

σ_{cm}^{01} - максимальные статические напряжения, возникающие в резьбовой части штанги при довинчивании штанг в результате нанесения ударов и действия крутящего момента;

σ_{dum} - максимальные динамические напряжения, возникающие в нарезанной части штанги при продольном ударе бойка;

P - осевое усилие, возникающее в резьбовом соединении от действия крутящего момента, определяемого по формуле

$$P = \frac{T}{\frac{1}{3} a_1 \frac{D^3 - d^3}{D^2 - d^2} + \frac{d_{cp}}{2} \operatorname{tg}(\Psi + \rho)}; \quad (5)$$

где

T - внешний крутящий момент;

a_1 - коэффициент трения на опорном торце штанг (принимается

$a_1 = 0,2$);

D - наружный диаметр опорного торца штанги;

d - внутренний диаметр опорного торца штанги;

d_{cp} - средний диаметр резьбы;

Ψ - угол подъема винтовой линии;

$\rho = \operatorname{arctg} \mu$ - приведенный угол трения;

μ - приведенный коэффициент трения в резьбе (для резьбы круглого профиля $\mu = 0,59 \dots 0,62$);

$A_{p.um}$ - сечение в месте резьбы штанги;

P_{oc} - осевое усилие подачи;

$x = \frac{C_{um}}{C_{um} + C_n}$ - коэффициент основной нагрузки штанги;

C_{um}, C_n - соответственно, коэффициенты жесткости штанги и ниппеля (муфты);

$x_1 = 1 - x$ - коэффициент основной нагрузки ниппеля (муфты);

K - коэффициент, учитывающий отношение максимальной силы, определенной опытным путем, к максимальной силе, полученной при расчете. По нашим опытам $K = 0,68 \dots 0,73$.

Причем, равенство (4) справедливо при

$$\frac{P_{oc} x_1}{A_{M(n)}} + \frac{x_1 V_{\delta} E_{um} K}{2 a_{um}} (1 - g_1^2) g_2 < \frac{P}{A_{M(n)}}, \quad (6)$$

а в случае, если

$$\frac{P_{oc} x_1}{A_{M(n)}} + \frac{x_1 V_{\delta} E_{um} K}{2 a_{um}} (1 - g_1^2) g_2 > \frac{P}{A_{M(n)}},$$

максимальные нормальные напряжения в нарезанной части штанги необходимо рассчитывать по формуле

$$\sigma_{p.um} = \frac{P_{oc}}{A_{p.um}} + \frac{V_{\delta} E_{um} K}{2 a_{um}} [1 + g_1 + (1 - g_1^2) g_2]. \quad (7)$$

б) в муфте или ниппеле (для бойков двухступенчатой цилиндрической формы)

$$\sigma_{M(n)} = (\sigma_{cm}^0 + \sigma_{cm}^{01}) * \gamma = \left[\frac{P}{A_{M(n)}} + \frac{x_1 V_{\delta} E_{um} A_{um} K}{2 a_{um} A_{M(n)}} (1 + g_1) \right] \gamma, \quad (8)$$

где σ_{cm}^0 - максимальные статические напряжения, возникающие в муфте (ниппеле) от действия крутящего момента;

σ_{cm}^{01} - максимальные статические напряжения, возникающие в муфте при довинчивании штанг в результате нанесения ударов и действия крутящего момента;

$A_{M(n)}$ - сечение муфты (ниппеля);

γ - опытный коэффициент, учитывающий отношение максимальной растягивающей силы, возникающей в ниппеле (муфте) при продольном ударе, к максимальной статической растягивающей силе, возникающей в ниппеле (муфте) при довинчивании буровых штанг в процессе нанесения ударов и действия крутящего момента, полученной расчетным путем.

По нашим опытам коэффициент γ для ниппельного соединения с круглым профилем резьбы равен 0,85, для муфтового соединения с круглым профилем резьбы равен 0,8.

Литература

1. Arndt F. K. Der Schlagablauf in Kolben und Stange beim Schlagenden Bohren // Gluckauf – 1960. – Heft №24. – S.1516 – 1524.
2. Алимов О. Д. Исследование машин для бурения шпуров в породах средней и высокой крепости: Автореф. дис. докт. техн. наук. – Томск, 1959. – 32 с.
3. Бегаен И.А., Дядюра А.Г., Бажал А.И. Бурильные машины. – М.: Недра, 1972. – 368 с.
4. Гавра Д.Л. Основы номографии с примерами из машиностроения. – М. – Л.: Машгиз, 1962. – 163 с.
5. Горбунов В.Ф. Исследование рабочих процессов и вибрации пневматических молотков: Автореф. дис. на соиск. учен. степени д-ра техн. наук – Томск, 1964. – 32 с.
6. Динамические процессы и напряжения в элементах резьбовых соединений буровых штанг при вращательно-ударном нагружении: – монография / А.Л. Саруев, Л.А. Саруев; Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 101 с.
7. Плетнев Л.Д., Алексеев В.Ф., Микитась А.П., Глущенко В.С. Новые шахтные бурильные установки / Горный журнал, №10, 1999. – С. 45 – 46.

**ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ПОРОД И ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНЫХ
ОСОБЕННОСТЕЙ МАССИВА НА ПОКАЗАТЕЛИ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ
С ПРЯМЫМИ ВРУБАМИ**

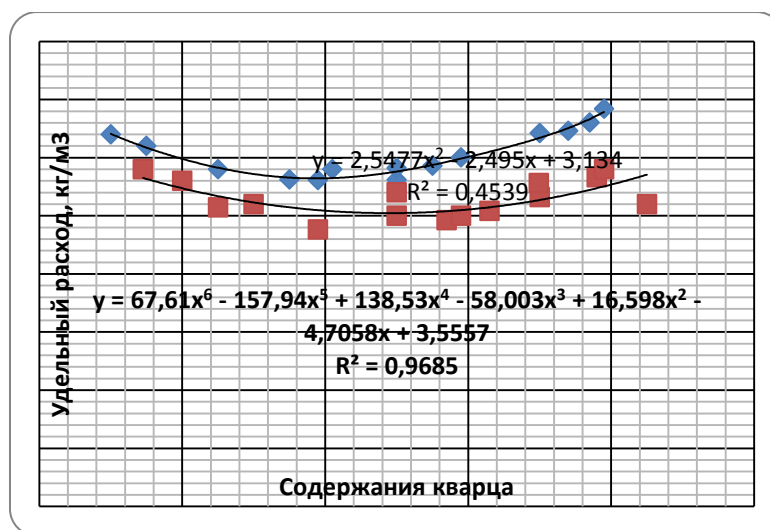
А.Н. Масловский

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ физических свойств горных пород месторождений руд цветных и редких металлов [1] показывают существенный разброс данных по прочности и упругим характеристикам одних и тех же пород. Исследователи физико-механических свойств пород [2, 3] объясняют это петрографической неоднородностью. Прочностные характеристики пород, согласно исследованием академика В.В. Ржевского и Г.Я. Новика [4] существенно зависят от минерального состава пород и размера зерен. С увеличением зернистости пород прочность снижается, и уменьшается площади контактов между зернами.

Между свойствами пород и размерами минеральных зерен установлена тесная связь.



**Рис. 1. Зависимость удельного расхода ВВ от содержания и размера зерен кварца в породе
Корреляционное отношение 0,7 ÷ 0,8, надежность корреляционного отношения 7,3 ÷ 8,6**

С целью установления корреляционной связи между удельным расходом ВВ и содержанием кварца в породе была проведена работа. Составными частями пород месторождения является по петрографического описания кварц, полевои шпат, карбонаты, глинистое вещество. Работа была проведена с одним типа вруба призматическим, глубина шпуров изменялась в небольших пределах 1,8-2,0 м. После каждого взрыва определялся удельный расход ВВ и коэффициент использования шпура, а также отбирались образцы породы для последующего петрографического описания. В результате анализа полученных результатов установлено, что между удельным расходом ВВ и содержанием кварца существует тесная связь, описываемая уравнением параболы (рис. 1.).

Как видно из графиков (рис. 1) минимальный удельный расход ВВ соответствует содержанию кварца в породе, равному 40-50%.

Увеличение удельного расхода ВВ при уменьшении содержания кварца в породе до 10% объясняется увеличением пластичности пород за счет преобладания глинистых веществ, а при содержании кварца до 90% за счет увеличения вязкости пород вследствие перехода кварца в его метаморфизованное состояние – кварцит. Полученные результаты указывают на необходимость учета минерального состава пород, в частности содержание кварца и его зернистости при проектировании удельного расхода ВВ в осадочных породах.

При проектировании буровзрывных работ используется один интегральный показатель – крепость пород по шкале М.М. Протодяконова, который как показывают исследования [3] не учитывает все многообразие физико-механические свойства пород и массива. Это можно объяснить отсутствием комплексных исследований и методик по изучению свойств пород и массива, а также недостаточным вниманием большинства исследователей к оценке влияния этих факторов на показатели БВР с прямыми врубами.

Если массив разбит системами трещин на естественные отдельности, не превышающие размеры кондиционного куска, то трещиноватость облегчает дробление пород и наоборот, слабая трещиноватость массива затрудняет дробление по сравнению с монолитным горным массивом.

На этапе исследования определялись эффективность образования врубовой полости при взрывании всего комплекса шпуров призматического вруба: при расположении малой оси вруба под углом 45° к слоистости пород, параллельно слоистости пород и перпендикулярно слоистости пород (рис. 2).

Наибольший объем врубовой полости и значение коэффициента использования шпуров достигается при расположении малой оси вруба перпендикулярно слоистости пород.

Заключительным этапом исследований является установление рационального расстояния между шпурами 3 и 4 и центральным компенсирующим шпуром (рис. 2). Расстояние между шпурами 1 и 2 не изменялось, составляло 0,25 м, а расстояние между шпурами 3 и 4 изменялось от 0,3 до 0,65 м с шагом 0,1 м.

В результате проведенных испытаний установлено, что наибольшее значение коэффициента использования шпуров и объема врубовой полости достигается при расстоянии между центральным шпуром и шпурами 4 и 5 равным 0,5 м [5]. Однако полученное значение расстояний между шпурами не согласуется со значениями, полученными по расчетной формуле.

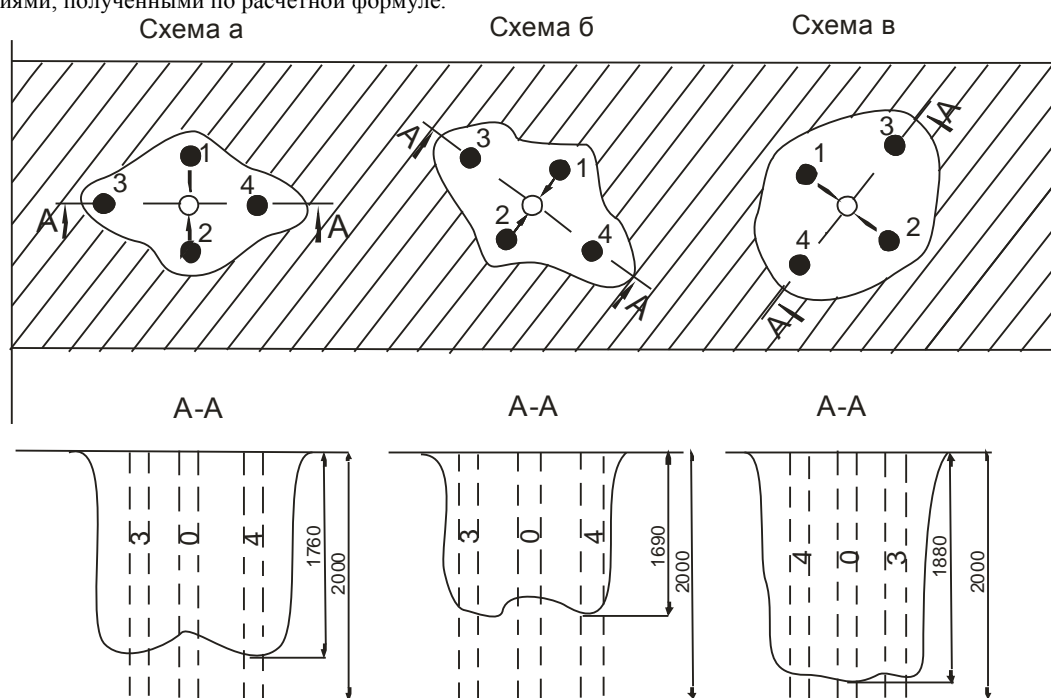


Рис. 2. Формы врубовой полости

Результаты испытания показали, что расстояние между шпурами зависит не только от ширины обнаженной поверхности, но и от коэффициента анизотропии пород.

Вывод: Достижения максимальных показателей объема врубовой полости зависит от угла направления отбойки относительно слоистости пород. С увеличением угла между направлением отбойки и слоистостью пород происходит увеличение глубины взрывной воронки и объема образованной полости. Угол между слоистостью пород и расположением взрываемых шпуров равный 90° является лучшим результатом глубины и объема образованной полости при взрывании шпуровых зарядов.

Литература

1. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых: Петрофизика : справочник / под ред. Н. Б. Дортман. – М.: Недра, 1984. – 455 с.

2. Тедер Р.И. Основные методические положения комплексного исследования физических свойств горных пород. – В кн.: Вопросы механики горных пород при разработке месторождений твердых полезных ископаемых. – М.: ИПКОН, 1982, с.129 –142.
3. Рац М.В. Неоднородность горных пород и их физические свойства. – М.: Недра. 1968. –110 с.
4. Ржевский В.В., Новиков Г.Я. Основы физики горных пород. М.: Недра. 1984. – 359 с.
5. Боборыкин В.Н., Бессонов И.И., Бремин В.И. Выбор рациональных типов врубов при проведении выработок крепких трудновзрываемых породах. // Цветная металлургия, 1978. – №13. – С. 12 – 18.

СЪЕМКА ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД НА КОНТУРЕ ВЫРАБОТКИ

А.К. Манасбаева, А.С. Ибадуллаева

Научный руководитель старший преподаватель А.Ж. Имашев
Карагандинский государственный технический университет, г. Караганды, Казахстан

Натурные наблюдения являются одним из важных способов исследования геомеханических процессов, происходящих в массиве горных пород, так как без проведения таких мероприятий невозможно выявить основные определяющие факторы рассматриваемого вопроса и правильно поставить задачи для аналитических исследований и моделирования.

Для определения особенностей поведения массива в приконтурной части горных выработок были использованы следующие методы исследования в натуральных условиях: визуальные наблюдения за развитием трещин, инструментальные замеры на наблюдательных точках с помощью горного транспортира и электронной рулетки.

Визуальными наблюдениями рассматривалось состояние трещиноватости и степени нарушенности приконтурного массива пород вблизи выработок.

Изучение характера развития трещин в горных породах проводилось с помощью инструментальных замеров на наблюдательных участках. Данные наблюдений позволяют получить наиболее достоверную и полную информацию о трещиноватости горных пород в приконтурной части массива, поведении пород вмещающих выработку, установить основные закономерности ослабления массива горных пород.

Наблюдение за трещиноватостью массива горных пород проводилась в горных выработках горизонта +192 м.

Глубина расположения горных выработок, в которых проводились натурные наблюдения, составляет 150 м. На горных выработках, горизонта +192 м были установлены 9 наблюдательных участков (рис.). На каждом наблюдательном участке выделялся фрагмент поверхности выработки размерами 1 x 1 м.



Рис. Наблюдательный участок №2

На первом этапе наблюдения были сняты данные о трещине на рассматриваемых участках. К числу данных входили: количество трещин на выделенном фрагменте, их ориентировка, угол наклона, протяженность, расстояние между ними и величина раскрытия трещин.

Дальнейшие этапы наблюдения заключаются в определении интенсивности развития трещин в приконтурной части массива горных пород.

Замеры трещин производились ежемесячно, на протяжении 1 года.

Результаты съемок приведены в табл. 1.

На рудных месторождениях трещиноватость горных пород оценивают по показателю интенсивной трещиноватости, т.е. числу трещин, приходящихся на 1 м длины. Интенсивность трещиноватости определялась с помощью измерительных инструментов и визуально [1].

Снижение прочности горных породы в массиве вызванное трещиноватостью оценивается коэффициентом структурного ослабления K_c , равным отношению сцепления отдельного куска руды (породы) при отрыве от массива к сцеплению ее в образце (куске). Сцепление по трещинам и тектоническим нарушениям в изверженных и метаморфических породах обычно составляет 0,05 – 0,1 МПа. Сцепление отдельностей, образуемых трещинами и ослаблениями, из-за неровностей и изменения направления последних может быть и более значительным [2].

Таблица 1

Результаты съемок трещиноватости массива

№ наблюдательного участка	Количество трещин на участке	Среднее расстояние между трещинами, см	Угол наклона трещин, град	Раскрытие трещин, мм
1	6	15	82	0,5
2	4	25	83	0,3
3	3	35	85	0,5
4	4	25	70	0,3
5	2	45	87	0,2
6	3	32	80	0,2
7	4	25	70	0,3
8	6	15	82	0,5
9	6	15	78	0,3

По данным методике ВНИМИ, при косвенной оценке структурных ослаблений массива пород значение коэффициента R_c можно определить по показателю дизъюнктивной нарушенности массива в районе размещения выработки [3].

Если свести полученные результаты съемки естественной трещиноватости по показателям [2, 3] для определения коэффициента ослабления массива, то эти значения даже на одном наблюдательном участке колеблется в различных диапазонах (табл. 2). Например, для наблюдательного участка №1 коэффициент ослабления по числу трещин на 1 м составляет 0,1, а по среднему расстоянию между трещинами составляет 0,225. Хотя участок исследования один и тот же и породы одинаковы, но результат по этим методикам получается разным. Такие расхождения получились и для остальных участков исследования.

Таблица 2

Определение коэффициента ослабления

№ наблюдательной точки	Количество трещин на участке	$K_{осл}$ по табл. 3.5	Среднее расстояние между трещинами, м	$K_{осл}$ по табл. 3.7
1	6	0,1	0,15	0,225
2	4	0,126	0,25	0,275
3	3	0,137	0,35	0,325
4	4	0,126	0,25	0,275
5	2	0,15	0,45	0,375
6	3	0,137	0,32	0,31
7	4	0,126	0,25	0,275
8	6	0,1	0,15	0,225
9	6	0,1	0,15	0,225

С целью более корректного определения коэффициента ослабления для условий рудника «Ушкатын-3» необходимо определить развитие трещин вглубь массива за контуром выработки. Для определения влияния трещин на устойчивость породных обнажений необходимо применять геофизические методы исследования развития трещин вглубь массива с помощью сканирования геотомографом законтурную часть массива, что позволяет проводить исследования без механического воздействия на массив.

Литература

1. Кузьмин Е.В., Хайрутдинов М.М., Зенько Д.К. Основы горного дела: Учебник для ВУЗов. – Москва: 2007. – 220 с.
2. Интернет издание Interfax-russia.ru, 2013. URL: <http://www.miningexpo.ru/useful/4905> (дата обращения 15.02.2013 г.).
3. Каретников В.Н., Клейменов В.Б., Нуждихин А.Г. Крепление капитальных и подготовительных горных выработок: Справочник. – М.: Недра, 1989. – 571 с.

**СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ТЕПЛОБМЕНА В ШАХТНЫХ
КАЛОРИФЕРНЫХ УСТАНОВКАХ**

А. В. Николаев, Т. Р. Мифтахов

Научный руководитель профессор Н.И. Алыменко

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,
Россия*

В настоящее время в Российской Федерации вопрос энерго- и ресурсосбережения является одним из приоритетных. В связи с этим на горнодобывающих предприятиях, осуществляющих добычу полезных ископаемых подземным способом, являющихся потребителями колоссальных объемов природных ресурсов, также необходимо проводить мероприятия, способствующие повышению энергоэффективности и ресурсосбережения.

В холодное время года воздух, подаваемый в шахту (рудник) согласно [1] необходимо подогревать в шахтных калориферных установках (ШКУ), наиболее распространенные из которых – водяные и электрические. В первом случае для работы ШКУ используется природный газ – на нагрев воды в котельной установке. В электрических ШКУ, в основном, используются трубчатые электронагревательные элементы (ТЭНы), которые нагреваются за счет протекающего по ним электрического тока.

Общим недостатком вышеупомянутых ШКУ является малая поверхность теплообмена нагревательных элементов установок.

Представленную проблему в работах [2, 3] было предложено решить следующим способом.

Нагревательные элементы выполняются в виде пластин и располагаются по ходу движения воздуха (рис.1).

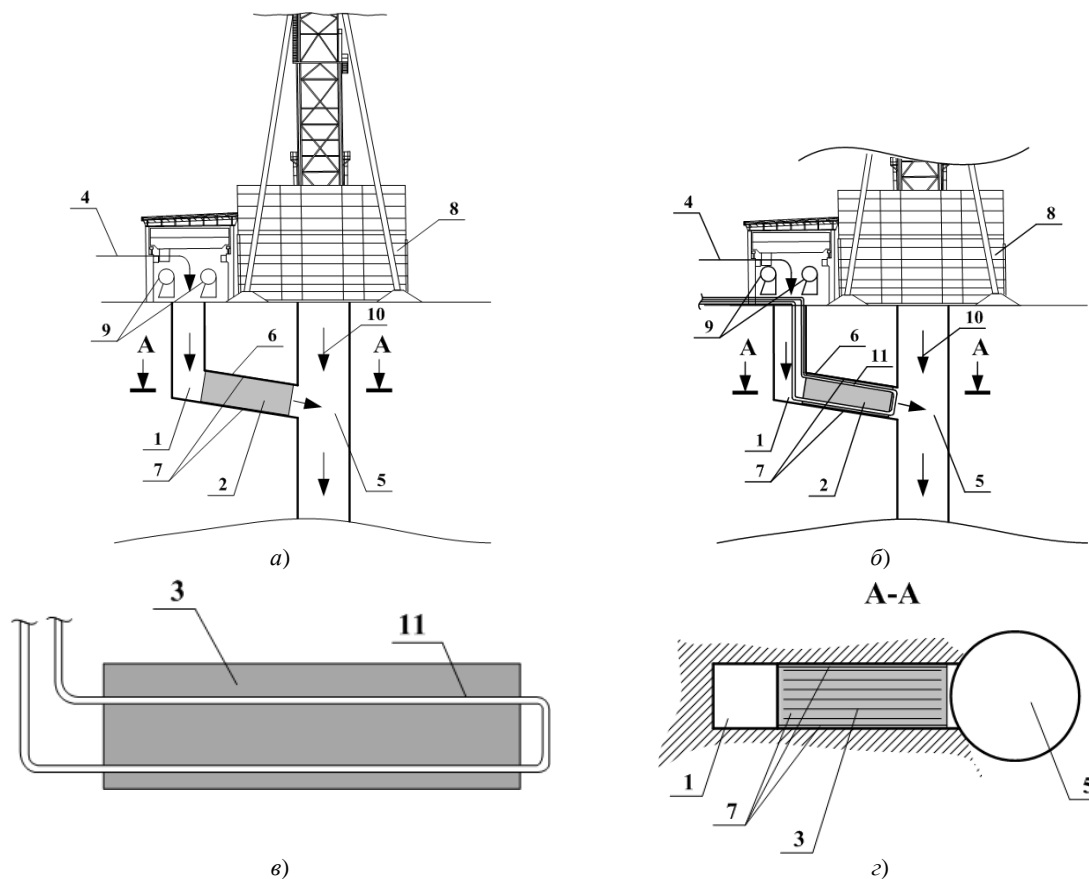


Рис. 1. Расположение нагревательных пластин в калориферном канале
 а – электрическая ШКУ; б – водяная ШКУ; в – нагревательный элемент водяной ШКУ;
 з – вид ШКУ сверху (разрез)

1 – калориферный канал; 2 – ШКУ; 3 – нагревательные пластины; 4 – подогреваемый воздух; 5 – воздухоподающий ствол; 6 – часть калориферного канала, прилегающая к воздухоподающему стволу; 7 – термостекло (thermo glass); 8 – надшахтное здание; 9 – нагнетательные вентиляторы; 10 – подсосы воздуха через надшахтное здание; 11 – трубки с теплоносителем в водяной ШКУ

В связи с тем, что воздух обтекает теплообменники ШКУ за доли секунды, нагревать их надо до высоких температур, что приводит к нерациональному расходу энергоресурсов. Для увеличения поверхности теплообмена нагревательных элементов ШКУ требуется дополнительное место на промплощадке, что не всегда возможно обеспечить в условиях горнодобывающих предприятий.

В этом случае увеличивается поверхность теплообмена воздуха с нагревательными элементами, т.е. для нагрева потребуется значительно меньшее количество энергоресурсов. При этом ШКУ не будет занимать дополнительного места на промплощадке.

В случае использования электроэнергии ШКУ выполняется в виде электронагревательных пластин (рис. 1, а), температура которых изменяется путем регулирования приложенного к ним напряжения. В случае использования нагретой в котельной установке воды, нагревательные пластины представляют собой ребра трубок с теплоносителем (рис. 1, б).

Для повышения интенсификации теплообмена по периметру калориферному каналу предлагается размещать термостекло (thermo glass) [4], у которого со стороны, прилегающей к калориферному каналу, практически отсутствуют теплопотери, а с внутренней стороны канала – производится нагрев воздуха. Согласно расчетам [5] затрачиваемая на работу предлагаемой электрической ШКУ по сравнению с существующими установками снизится на 22 %, а при оборудовании калориферного канала термостеклом на 34,05 %.

Электрические ШКУ в основном находят применение в регионах, приравненных к районам Крайнего Севера. В остальных регионах обычно применяют в качестве теплоносителя воду, подаваемую с котельной установки. Согласно расчетам, приведенным в работе [3], применение водяных ШКУ в виде нагревательных пластин (с термостеклом по периметру калориферного канала), финансовые затраты на воздухоподготовку, по сравнению с электрической ШКУ [2] снизятся примерно в 7 раз.

Данные мероприятия в значительной степени позволяют повысить интенсификацию теплообмена при осуществлении воздухоподготовки, а следовательно, снизить затраты энергоресурсов на работу ШКУ в холодное время года.

Литература

1. Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых подземным способом (ПБ 03-553-03). Серия 03. Вып. 33 / ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». – М., 2003. – 200 с.
2. Шахтная калориферная установка: пат. 133877 Рос Федерация: МПК E21 F 1/08, F24 H 3/04 / Николаев А.В., Алыменко Н.И., Седунин А.М., Николаев В.А., Файнбург Г.З.; заявитель и патентообладатель ЗАО «Энергосервис». – № 2013115777/03; завл. 08.04.2013; опубл. 27.10.2013, Бюл. № 30.
3. Шахтная калориферная установка: заявка на пат. № 2013150970 / Н Николаев А.В., Алыменко Н.И., Седунин А.М., Лялькина Г.Б., Николаев В.А.; заявитель и патентообладатель ЗАО «Энергосервис»; завл. 15.11.2013.
4. «Инфракрасные стеклянные обогреватели Пион Thermo Glass»: [Электронный ресурс] // «Вам тепло» – интернет-магазин климатической техники. URL: <http://vamtempo.ru/catalog.18.html>. (дата обращения: 10.11.2013).
5. Николаев, А. В. Интенсификация теплообмена в шахтной калориферной установке // Горное оборудование и электромеханика. – М., 2013. – № 11. – С. 10 – 13.

ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ МАРКШЕЙДЕРСКО - ГЕОДЕЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ КАРЬЕРНЫХ ОТКОСОВ

Д.С. Ожигин, А.В. Гапий

Научный руководитель профессор С.Г. Ожигин

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Современные способы инструментальных наблюдений за геомеханическим состоянием откосов уступов и бортов карьеров весьма разнообразны. Наиболее перспективными из них являются способы с использованием современного электронного оборудования, основанные на определении отклонения координат рабочих реперов наблюдательных станций от их начального положения [2].

Инструментальный маркшейдерско-геодезический контроль состояния устойчивости карьерных откосов на угольном разрезе «Жалын» (Казахстан) производится специалистами научно-исследовательской лаборатории «Маркшейдерия, геомеханика и геометризация недр» Карагандинского государственного технического университета с июня 2011 года. В 2011 и 2012 годах выполнена закладка 5^и наблюдательных станций за состоянием устойчивости бортов разреза и отвалов, представляющих собой систему профильных линий, состоящих из 11^и опорных и 68^и рабочих реперов [1].

Места заложения станций определены в соответствии с разработанным проектом на основании анализа горно-геологических условий разработки месторождения, состояния устойчивости прибортовых массивов разреза и откосов отвала, современного состояния и перспективы развития горных работ.

Производство инструментального контроля состояния карьерных откосов выполняется по заложенным реперам наблюдательных станций созданной системы мониторинга по специально разработанной методике (предельно допустимая ошибка измерений ± 12 мм) с использованием автоматизированного электронного тахеометра Leica TCA 1202.

Систематические инструментальные наблюдения на станциях заключаются в определении с помощью электронного тахеометра Leica TCA 1202 положения рабочих реперов в пространстве на данный момент времени с фиксированием горно-геологических факторов.

Для каждой наблюдательной станции определены схемы привязки и ориентирования опорных и связующих реперов профильных линий, позволяющие, при производстве систематических инструментальных наблюдений, быстро и безошибочно находить исходные пункты и придерживаться единой системы ориентирования в разных сериях наблюдений.

Полная серия инструментальных наблюдений включает в себя следующие работы: привязку исходных и опорных реперов станций (определение координат X,Y,Z) к ближайшим пунктам маркшейдерской опорной геодезической сети; производство начальных наблюдений для определения исходного положения реперов наблюдательных станций в горизонтальной и в вертикальной плоскостях; производство систематических наблюдений за положением реперов для определения их сдвижения или смещения. На основании анализа результатов серий инструментальных наблюдений за состоянием устойчивости карьерных откосов определяется геомеханическое состояние исследуемого массива.

Так, по результатам инструментальных наблюдений в период с 19.07.12 по 30.09.2012 года на наблюдательной станции II (профильная линия А) были выявлены существенные деформации репера Па-3 (рис.1). Его горизонтальное смещение в сторону выработанного пространства – 1097 мм. Максимальные оседания – 563 мм. Скорость деформирования составила 25 мм/сутки (Рис.1)

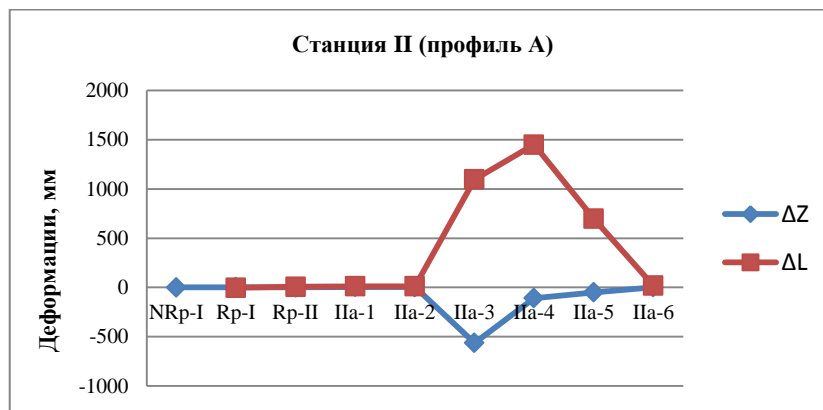


Рис.1 График деформаций на наблюдательной станции II (профильная линия А)

На наблюдательной станции II (профильная линия В) выявлена зона деформирования участка борта разреза. Наблюдательная станция II заложена на юго-восточном борту разреза в районе оползней (гор. +405,0 м ÷ +370,0м), состоит из двух профильных линий, включающих 3^ю опорных и 12^ю рабочих реперов. Установлено, что зона деформирования участка борта разреза находится между реперами Пб-3 и Пб-5. Максимальные оседания проявились у репера Пб-4 и составили 992 мм. Его горизонтальное смещение в сторону выработанного пространства - 2219 мм. Скорость деформирования исследуемого массива – 50,5 мм/сутки (Рис.2).

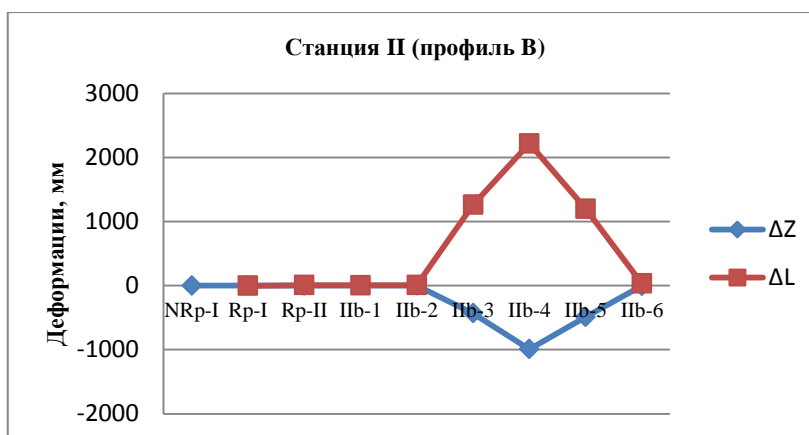


Рис.2 График деформаций на наблюдательной станции II (профильная линия В)

Деформации на данном участке связаны со вскрытием водоносного горизонта. Переизбыток влаги на горизонтах +405м ÷ +370м юго-восточного борта разреза, сложенного рыхлыми песчано-глинистыми отложениями приводит к появлению оползней даже при небольших углах откоса уступов (19° ÷ 24°). Графики линейной зависимости величин деформаций от угла откоса уступа представлены на рисунке 3.

По данной линейной зависимости можно предположить, что в данных фактических условиях для обеспечения устойчивости откосов уступов угол их наклона не должен превышать 13° ÷ 14° .

Для предотвращения развития деформаций откосов уступов следует принять меры по отводу воды и осушению борта разреза.

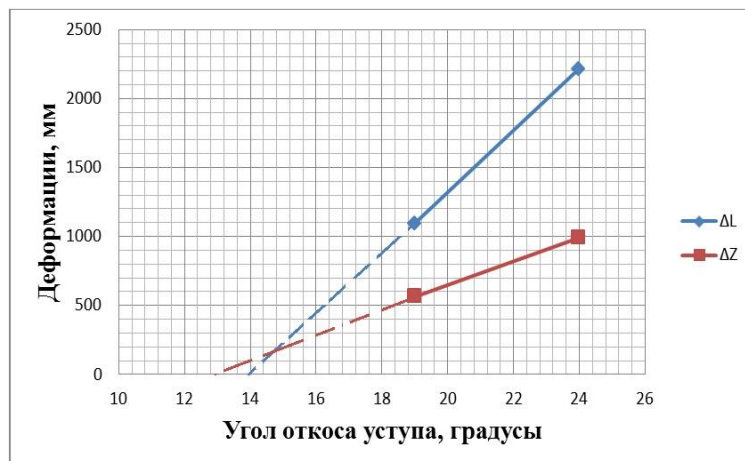


Рис.3 График линейной зависимости величин деформаций от угла откоса уступа

Вывод: производство инструментальных наблюдений за состоянием устойчивости карьерных откосов в комплексе с инженерно-геологическими и гидрогеологическими исследованиями в процессе эксплуатации месторождения дают возможность установить характер деформаций откосов и спрогнозировать развитие их во времени и пространстве, что в свою очередь позволяет наметить мероприятия по устранению причин их развития.

Литература

1. Горохов Д.А., Ожигин С.Г., Ожигина С.Б., Ожигин Д.С. Инструментальный контроль устойчивости карьерных откосов разреза «Жалын» // Труды науч. прак.- конф. «Наука и образование – ведущий фактор стратегии «Казахстан – 2030». – Караганда: КарГТУ, 2012. – С. 281 – 283.
2. Ожигин Д.С., Горохов Д.А., Гапий А.В. Мониторинг состояния устойчивости прибортовых массивов разреза «Жалын»//Тезисы докладов Межвуз. студ. конф.: «Вклад молодежной науки в реализацию Стратегии «Казахстан – 2050», посвященной 60 – летию КарГТУ». – Караганда: КарГТУ, 2013. – С. 80 – 81.

ВЛИЯНИЕ ОСЕВЫХ НАГРУЗОК НА ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ ПОДШИПНИКОВ, УСТАНОВЛЕННЫХ В РАДИАЛЬНО-УПОРНОЙ ПОДШИПНИКОВОЙ ОПОРЕ ВЫСОКОНАГРУЖЕННЫХ РОТОРОВ ОСЕВЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

Н.В. Панова

Институт горного дела Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Россия

Расширить поле покрытия возможно путем увеличения окружных скоростей вращения по концам лопаток осевых вентиляторов, но при этом значительно возрастают осевые нагрузки на радиально-упорную подшипниковую опору (рис. 1). Анализ максимальных осевых нагрузок проведен ранее и рассмотрен в ряде статей [1, 2].

На подшипниковые опоры ротора действуют радиальные нагрузки, вызванные массовыми характеристиками ротора и осевые нагрузки, вызванные аэродинамическими силами и действием механизма поворота лопаток рабочего колеса. При повышении окружных скоростей вращения по концам лопаток до 160 м/с значительно увеличиваются осевые нагрузки на радиально-упорную подшипниковую опору представленную на рисунке 2. Сферические подшипники воспринимают только радиальную нагрузку, а радиально-упорные шарикоподшипники только осевую.

В шахтах с ростом глубины ведения работ и выделений вредных примесей, а так же эволюцией вентиляционных параметров за период эксплуатации возрастает необходимость увеличения поля покрытия требуемых режимов проветривания.

С учетом конструктивных параметров и базовой частоты вращения ротора представлены выбранные радиально-упорные шарикоподшипники (таблица 1). Исследования были проведены на примере осевых вентиляторов с диаметром рабочего колеса 3000, 3600, 4300 и 5000 мм при окружных скоростях вращения по концам лопаток до 160 м/с.

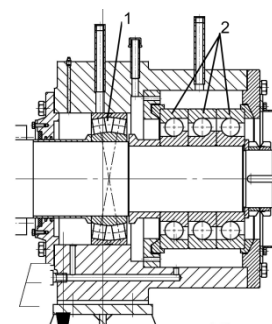
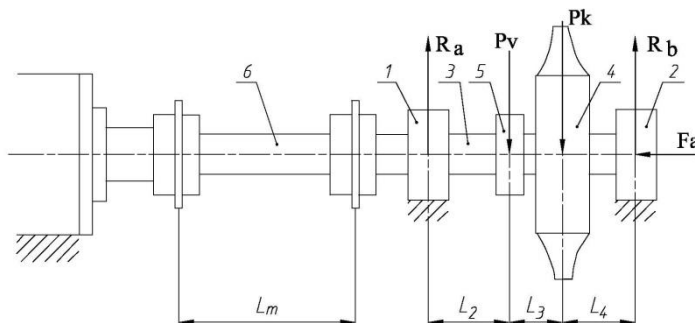


Рис. 1 Компоновка ротора осевого вентилятора и действующие на него нагрузки: 1 – радиальная подшипниковая опора; 2 – радиально-упорная подшипниковая опора; 3 – коренной вал ротора; 4 – рабочее колесо; 5 – исполнительный механизм поворота лопаток рабочего колеса; 6 – трансмиссионный вал. P_v – нагрузка от веса исполнительного механизма поворота лопаток рабочего колеса; P_k – нагрузка от веса рабочего колеса; R_a, R_b – реакции опор; F_a – осевая нагрузка на радиально-упорную

Рис. 2 Радиально-упорный подшипниковый узел: 1 – сферический роликоподшипник, 2 – радиально-упорные шарикоподшипники

Таблица 1

Выбранные радиально-упорные шарикоподшипники и их основные характеристики

Диаметр рабочего колеса, мм	Радиально-упорный подшипник	Грузоподъемность, кН	Базовая частота вращения, мин ⁻¹
3000	2×7336BCBM	27.5	1600
3600	2×7344BCBM	33.2	1300
4300	2×7344BCBM	33.2	1300
5000	2×7344BCBM	33.2	1300

Максимальная нагрузка от центробежных и аэродинамических сил в момент реверсирования и регулирования в разы превышает грузоподъемность подшипников (таблица 2).

Таблица 2

Максимальные действующие нагрузки на радиально-упорные шарикоподшипники

Диаметр рабочего колеса, мм	Максимальная осевая нагрузка на радиально-упорный подшипник (при повороте лопаток), кН	Максимальная нагрузка, от аэродинамических сил на радиально-упорный подшипник, кН
3000	64.5	31.5
3600	70.4	38.7
4300	123.5	49.3
5000	164.1	65.1

Таблица 3

Максимальные действующие нагрузки на радиально-упорные шарикоподшипники при сниженных оборотах вращения ротора

Диаметр рабочего колеса, мм	Пониженные обороты вращения, об/мин	Давление, даПа	Нагрузка от поворота лопаток, кН	Нагрузка от аэродинамических сил, кН	Суммарная максимальная нагрузка, кН
3000	500	160.0	14.3	11.3	25.6
3600	375	131.2	19.6	13.4	33.0
4300	300	117.5	32.7	15.8	48.5
5000	250	112.5	42.3	22.1	64.4

При снижении частоты вращения ротора в два раза данная нагрузка значительно уменьшается и практически совпадает с нагрузкой от аэродинамических сил при нормальном режиме работы, что видно из таблиц 3 и 2.

В результате достигается необходимая грузоподъемность и долговечность (таблица 4). Требуемый нормативный срок службы вентиляторных установок главного проветривания с диаметром рабочего колеса от 2500 до 3150 мм составляет 25 лет, для вентиляторных установок с диаметром рабочего колеса более 3150 мм – 30 лет [3].

Таблица 4

Долговечность радиально-упорных шарикоподшипников

Диаметр рабочего колеса, мм	Необходимая по проекту долговечность, млн. об.	Полученное расчетное значение долговечности, не меньше, млн. об.
3000	6570	33360
3600	5913	29810
4300	4730	14420
5000	3942	6263

В результате проведенных исследований установлены границы частоты вращения ротора при регулировании и реверсировании воздушного потока ряда высоконагруженных осевых вентиляторов. Для обеспечения нормативного ресурса работы подшипниковых опор осевых вентиляторов с диаметром рабочего колеса от 3000 до 5000 мм при окружных скоростях вращения по концам лопаток до 160 м/с регулирование и реверсирование необходимо производить на выбеге вентилятора, когда частота вращения ротора уменьшится не менее чем в два раза.

Литература

1. Панова Н.В. Анализ осевых нагрузок на радиально-упорную подшипниковую опору высоконагруженных роторов вентиляторов серии ВО // Сборник трудов XVII международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: ТПУ, 2013 – С. 332 – 334.
2. Панова Н.В. Особенности регулирования и реверсирования режима работы крупных высоконагруженных осевых вентиляторов серии ВО / Е.А. Спиридонов, А.И. Андреев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика., 2013. – №6. – С. 62 – 66.
3. Субботин А.И., Чигрин В.Д., Перепелицин А.И., Беляк Л.А. Методические указания по проведению экспертных обследований вентиляторных установок главного проветривания. РД-03-427-01. ГОСГОРТЕХНАДЗОР.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ УГЛЕЙ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ЕРН**Д.С. Плотников**

Научный руководитель доцент Г.П.Сидорова

Забайкальский государственный университет, г.Чита, Россия

В условиях жесткой конкуренции на рынке угля, меняется экономическая основа функционирования угольной отрасли. Сегодня она формирует свои финансовые ресурсы только за счет реализации продукции и здесь, большую роль играет фактор ее качества. Поэтому перед угледобывающими предприятиями стоит одна из важнейших задач – коренное улучшение качества угля.

В этих условиях необходимо формировать действенную систему управления качеством углей, которая должна обеспечивать защиту товарного российского рынка и окружающей среды от некачественной угольной продукции. Уголь должен точно соответствовать требованиям различных групп потребителей и требованиям экологической безопасности.

Наиболее уязвимым местом в угольной энергетике является загрязняющее воздействие предприятий угольного топливного цикла на окружающую среду. В последние годы, внимание природоохранных организаций наряду с такими мощными загрязнителями, как сера, зола, тяжелые металлы, привлекает и радиационное загрязнение, создаваемое угледобывающими предприятиями и угольными ТЭС.

Угли с повышенным содержанием радиоактивных элементов встречаются очень часто. Исследованиям, радиоактивности в углях, посвящено значительное количество работ отечественных и зарубежных авторов.

В последние годы в основных угледобывающих районах Центральной Сибири активные радиоэкологические исследования проводятся Томскими геохимиками: Л.П. Рихвановым, С.И. Арбузовым, В.В.Ершовым, А.В.Волостновым и др.

Несмотря на большой объем накопленной информации о радиоактивности углей по отдельным угольным регионам, вопрос радиационной безопасности и обращения углей, содержащих ЕРН, остается нерешенным.

Основной проблемой в решении этого вопроса являются отсутствующие нормативной базы (Нормы радиационной безопасности (НРБ–99/2009) в России ограничивают только применение шлаков в строительных целях. Уголь по радиационному признаку не нормируется) и методики отработки и управления качеством углей по радиационным параметрам, что приводит к их бесконтрольному сжиганию

И здесь основной задачей является разработка эффективных систем управления радиационным качеством углей, которые бы обеспечивали не только полноту извлечения угольной массы из недр, но и обеспечивали радиационную безопасность угольной продукции.

Управление качеством углей – это неотъемлемой частью технологической цепочки при отработке месторождения. В процессе совершенствования горного производства, наряду со стандартными методами контроля и управления качеством углей, возникает необходимость применения современных методов, которые должны обеспечивать экспрессность, достаточную представительность анализируемого объема, возможность использования на различных этапах технологического процесса и обеспечивающую экологическую безопасность окружающей среды.

Забайкалье является одним из старейших угледобывающих регионов. В настоящее время 80% всех добываемых углей составляют бурые низкометаморфизованные угли групп Б1-Б3 [1].

Объектами исследования на радиоактивность, были выбраны буроугольные месторождения: Харанорское, Уртуйское, Татауровское, Кутинское и Окино-Ключевское, разрабатываемые открытым способом.

Исследования углей на всех месторождениях проводились двумя методами: гамма-опробование углей в естественном залегании, в штабелях и в пробах угля в лаборатории с использованием сцинтилляционного гамма-спектрометра.

Получены результаты анализов 526 штучных проб в.т.ч. по углю – 255, по вмещающим породам – 154, по гранитоидам – 73, по золе и шлаку – 44. По Уртуйскому месторождению обработано более 1000 товарно-расчетных проб.

Из пяти исследованных на наличие радиоактивных элементов буроугольных месторождений Забайкалья, для экспериментальных и исследовательских работ было выделено Уртуйское месторождение, как наиболее характерное для месторождений с повышенным содержанием радиоактивных элементов не только на отдельных участках, но и в общей угольной массе

При детальной разведке месторождения, проводившейся в 1984-1985 гг, ураноносные угли были выделены в четыре крупные залежи с суммарными запасами 1060 тыс. тонн при среднем содержании урана в них 0,022 % (Шлейдер» В.А. и др., 1985 г.).

В процессе проводимых исследований было выявлены закономерности распределения естественных радионуклидов в углях, которые показали, что Уртуйские угли характеризуются весьма высокой изменчивостью содержания радионуклидов и, следовательно, различным их вкладом в суммарную удельную активность. В целом для месторождения характерно резкое преобладание урана над торием и калием. В связи с этим изменение суммарной удельной активности ЕРН в углях обусловлено в первую очередь изменением содержания урана.

Для разделения угля по сортам радиоактивности определена степень негативного влияния продуктов сжигания угля на окружающую среду и биосферу в частности. Критериями подхода к решению задач исследования стали требования норм радиационной безопасности о не превышении дозы облучения населения 1 мЗв в год и активности золошлаковых отходов, которые могут использоваться в строительных целях в населенном пункте, не более 370 Бк/кг.

Выполнены обоснования применимости этих углей по суммарной удельной активности (Аэфф). В расчетах учитывались условия сжигания углей и рассеяния ЕРН, закономерности поступления радиоактивных веществ по ингаляционной и пищевой цепочкам в организм животных и человека.

Результаты исследований получили положительные заключения Института биофизики, НИИ радиационной гигиены и Федерального Управления медико-биологических проблем при Минздраве РФ и стали основой для организации системы управления качеством угля по радиационно-гигиеническому фактору.

Таким образом кондиции по содержанию урана для углей Уртуйского месторождения были установлены следующие:

- 1 сорт – потребительские – 0,0 - 0,001%
- 2 сорт – энергетические – 0,001 - 0,01%
- 3 сорт – комплексные – более 0,01%

С учетом проведенных исследований определены граничные значения параметров для каждого сорта угля, на основании которых разработана классификация разделения общей массы угля по сортам с учетом граничных параметров, которая может быть использована для сортировки углей по радиационным параметрам в подготовленных к отработке блоках для их селективной выемки, в забоях экскаваторов, на штабелях угольного склада, в автомашинах с углем и в пробах угля, с использованием сортировочной аппаратуры и приборов. Что позволяет оперативно управлять радиационным качеством потока добычи, подготовкой шихты и формированием партий угля необходимого качества для отгрузки потребителям [2].

Разработана методика эффективного управления радиационным качеством углей путем секционно-погоризонтного картирования запасов с выноской на карту всей информации о качестве углей с целью выбора вариантов отработки углей по сортам.

Основным нормативным параметром, определяющим возможность сжигания угольной массы, является величина предельно-допустимого выброса урана, которая для условий Краснокаменской ТЭЦ определена расчетом и утверждена в размере 3,1 т/год.

Это потребовало определения общих запасов урана в пределах контура разреза, а также общего количества угольной массы с повышенным содержанием урана, за счет которых может регулироваться количество урана в угле при годовом режиме усреднения.

Система управления радиационным качеством углей на технологических этапах включает в себя два основных направления:

1. Управление качеством угля на стадии планирования с помощью секционно-погоризонтных карт качества.

2. Оперативное управление радиационным качеством угля при отработке месторождения, подготовке партий товарной продукции и решении задачи его радиационной безопасности.

Погоризонтные карты качества угля – это графические изображения (планы) горизонтов или уступов отработки, высота которых соответствует проекту на отработку месторождения, с выноской на нее всех качественных показателей. На первоначальном этапе погоризонтные карты качества углей были отстроены только по содержаниям ЕРН, затем дополнены основными проектными показателями качества углей: зольность, влажность рабочей массы, теплота сгорания рабочей массы, содержание серы. По материалам предложенных карт качества производятся расчеты качественных характеристик угля при планировании добычных работ, выборе оптимального варианта этих работ, расстановки горного оборудования, проводится прогноз показателей качества на долгосрочный период при заключении договоров на поставку угля.

Для отработки запасов угольной массы с учетом избирательной и селективной выемки углей по сортам в разрезе выбран автомобильный вариант вскрытия, который позволяет управлять транспортным потоком углей и формировать партии готовой продукции необходимого качества [3].

Расположение основных комплексных блоков на достаточно концентрированной площади в юго-западной части месторождения требует учета этого фактора при рассмотрении вариантов вскрытия и направлений отработки. Для первоначальной отработки применен способ «избирательной выемки», то есть выборка участков наиболее зараженных ураном участков углей, с последующей их транспортировкой на специальные отвалы. В данной ситуации «избирательно» будут выбираться участки, оказывающие «негативное влияние» на радиационное качество углей, с целью снижения «загрязнения» радиоактивными элементами остальной массы угля, которая в дальнейшем будет обрабатываться селективным и валовым способами.

Для селективной выемки энергетических и потребительского углей имеются все необходимые обоснования: достаточно точно выделенные границы участков радиоактивных углей, размеры участков, позволяющие их раздельную отработку, возможность разделения грузопотоков по сортам углей, с использованием классификации разделения массы углей по сортам с учетом граничных значений радиационных параметров. Такой вариант отработки разных сортов угля может применяться при разработке месторождений любой мощности с различными углами падения при условии выдержанности распространения отдельных сортов углей по простиранию и падению.

Литература

1. Овсейчук В.А., Сидорова Г.П. Ураноносность бурых углей Забайкалья/ В.А.Овсейчук, Г.П. Сидорова// Монография.- Чита: Из-во ЗабГУ. – 2013. – 192 с.
2. Сидорова Г.П. Проблемы использования углей с повышенной радиоактивностью / Г.П. Сидорова // Горный журнал – № 2., 2009. – С.67-69
- 3.
4. Сидорова Г.П. Методы оперативного контроля качества угля на Уртуйском буроугольном разрезе / Г.П.Сидорова // ГИАБ – № 12., 2006 . – С. 141 – 146

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЛУБИНЫ ЗОНЫ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В ЗАКОНТУРНОЙ ЧАСТИ МАССИВА

Ж.Б. Рашид, Н.Б. Жақсылықбай

Научный руководитель старший преподаватель А.Ж. Имашев

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганды, Казахстан

Исследование зоны трещиноватости горных пород вглубь массива проводилось геофизическим методом на основе цифровой радиотомографии (геосканирование) с использованием геотомографа (георадара), которое позволяет проводить работы, не оказывая на массив механическое воздействие.

В основе геофизического исследования породного массива лежит получение достоверных качественных и количественных данных о слагающих его породах. В ряде случаев обычные методы разведки и изучения, такие как бурение скважин или шпуров, не целесообразны или не возможны. Кроме того, они ведут к нарушению сплошности массива, что часто недопустимо, особенно в подземных горных выработках опасных по горным ударом. Также предоставляя для изучения образцы разрушенной породы, они не позволяют в должной мере судить о структурных особенностях залегания, трещиноватости и состоянии горных пород в массиве.

Принцип работы геотомографа и особенности геомеханического исследование массива посредством радиозондирования.

Геотомограф (георадар) представляет собой сложное электронное оборудование излучающее и принимающее радиосигналы с цифровой системой управления, регистрации и обработки получаемых данных.

Его работа основана на явлении частичного отражения электромагнитных волн от поверхности раздела сред с различной диэлектрической проницаемостью и магнитными свойствами. Для зондирования используется несущая частота от 800 до 100 мегагерц, при этом эффективная глубина зондирования колеблется от 4 до 60 метров [1].

В антенне радара имеется излучатель для испускания сигнала и приёмник для регистрации отражённых волн. Также на внешней стороне антенны установлено колесо с датчиком перемещения, передающим текущее

положение антенны в блок обработки [2]. Антенна георадара перемещается по прямой вдоль породного массива, периодически излучая и принимая сигналы.

При сканировании томограф испускает короткий импульс, затем в течении определённого промежутка времени центральный процессор с заданной частотой регистрирует время и интенсивность полученных отражённых сигналов, формируя трасу сигнала. Траса является временной диаграммой отраженных сигналов одного импульса. Объединение трас с привязкой по координатам даёт радиограмму по профилю сканирования [1].

Определение зоны трещиноватости с помощью геотомографа

В горных выработках горизонта +192 м в районе расположения наблюдательных точках, где была снята естественная трещиноватость горных пород, проводилось сканирование массива с помощью геотомографа.

Анализ, фильтрация, обработка сигналов и помех геолокации

Геотомографическое сканирование, как и любой другой способ получения данных, предоставляет информацию лишь об отдельных аспектах изучаемых объектов. Кроме того на степень достоверности получаемых данных влияет как технологическая, так и физическая сторона процесса сканирования. К технологической стороне можно отнести точность позиционирования, интервал округления, разрешающая способность и т.д., то есть те погрешности, которые зависят от качества и характеристик оборудования. Но физика этого явления вносит, дополнительные, куда более существенные погрешности – помехи, зависящие не от конструкции оборудования, а от физических явлений, происходящих при сканировании.

Среди помех, связанных с радиофизической природой геотомографии стоит выделить такие как белый шум, звон антенны и сферическое расхождение. Белый шум представляет собой беспорядочные потоки электромагнитной энергии различной амплитуды и частоты, пронизывающие окружающее пространство. Основными его источниками можно считать космические тела, атмосферные явления, телекоммуникационные системы, излучения промышленного оборудования.

Звон антенны (или ревибрация) происходит при многократном отражении радиосигнала от стенок экранированного антенного блока, или близко расположенного сильно отражающего объекта (рис.). Так как сигнал ревибрации будет постоянно проходить одно и тоже расстояние, то помеха в данном случае будет иметь вид затухающих периодических сигналов.

Накладываясь на трассу сигнала, она может существенно снизить качество получаемой информации. Для фильтрации этой помехи требуется в трассе сигнала отыскать модулирующую частоту с постоянным затуханием и исключить её из трассы. Подобную функцию нецелесообразно вносить в микропрограмму контроллера управления георадара, потому она реализована в сопутствующем программном обеспечении RadExplorer, запускаемом на персональном компьютере по команде «удаление звона антенны» [1].

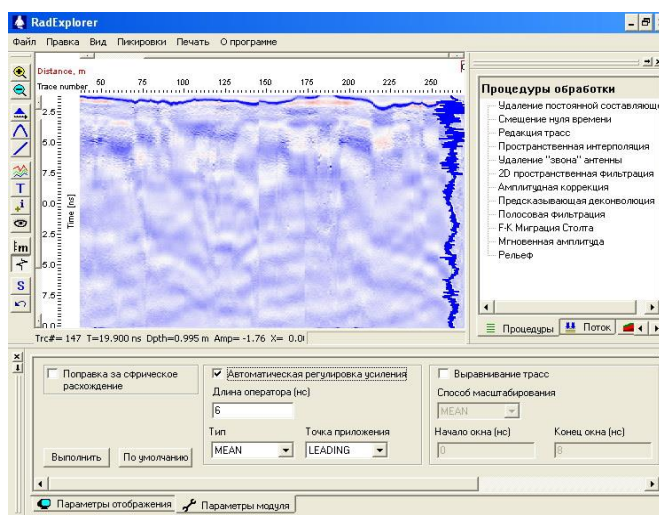


Рис. Интерфейс программы RadExplorer

Сферическое расхождение это естественный эффект при распространении радиоволн, характеризующий сферическое расширение фронта сигнала ненаправленной антенны. Сигнал экранированной антенны устремлён вглубь исследуемой среды и при распространении его фронт близок по форме к сегменту сектора. При этом один и тот же объект, расположенный в глубине породного массива подсекается с различных точек положения антенного блока, и соответственно фиксируется на различных сигнальных трассах с постепенным увеличением времени задержки при удалении от нормали объект-поверхность. Данное явление объясняет причину представления точечных объектов на томограмме в виде перевёрнутых парабол. Таким образом, можно сказать, что на каждой трассе сигнала присутствует информация с соседних трас, что не вполне приемлемо при линейной обработке результатов. Для корректировки георадарных данных в этой ситуации необходимо вернуть информацию о каждой точке трассы на своё место. При этом информация о сигнале собирается с крыльев параболы и концентрируется в её вершине. Такой процесс требует значительно больших

системных ресурсов, чем описанные выше, и также реализован в программе RadExplorer, находясь в функции «поправка за сферическое расхождение» [1].

При обработке результатов сканирования была принята среднее значение относительной диэлектрической проницаемости, для горных пород – 18. Скорость частоты сканирования была близка к значению 7 см/нс.

Трещиноватая зона приконтурной части массива горных пород при постоянном воздействии взрывных работ при комбинированной отработке рудных тел может характеризоваться как зона разрушенных пород. Породы, заключенные в такой зоне подвергаются неупругому деформированию, вследствие чего, будут создавать нагрузку на кровлю выработки.

Результаты обработки сведены в табл.

Результаты сканирования геотомографом показывают, что условная зона трещиноватости горных пород развивается вглубь массива в среднем на 1,3 м. Такой вывод можно сделать на основании глубины расположения линии высокочастотной границы, которая находится в этих пределах.

Таблица 1

Результаты сканирования массива

Номера исследуемых участков	Количество трещин на участке, шт.	Среднее расстояние между трещинами, м	Глубина условной зоны трещиноватости, м
1	6	0,15	1,3
2	4	0,25	1,25
3	3	0,35	1,2
4	4	0,25	1,25
5	2	0,45	1,15
6	3	0,32	1,2
7	4	0,25	1,25
8	6	0,15	1,3
9	6	0,15	1,3

При количестве трещин на исследуемых участках до 4 зона трещиноватости достигает 1,25 м, а при количестве трещин 5-6 эта зона развивается до 1,3 м.

Литература

1. Оленюк С.П. Совершенствование методик решения прикладных маркшейдерских задач с использованием современных цифровых технологий: автореф. ... канд. техн. наук: – Караганда, КарГТУ, 2010. – 21 с.
2. Имашев А.Ж. Обоснование параметров устойчивости техногенных обнажений в условиях рудника «Ушкатын»
3. Дисс. доктор PhD. – Караганда: КарГТУ, 2013. – 160 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПРИВОДОВ ШАХТНОГО САМОХОДНОГО ВАГОНА ВС-30

В.А. Романов

Научный руководитель доцент Д.И. Шишлянников

**Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия**

Для предприятий, осуществляющих добычу калийной руды подземным способом, актуальными остаются задачи повышения эффективности использования горнодобывающего оборудования, увеличения производительности выемочных и транспортирующих машин, снижения себестоимости продукции при производстве калийных удобрений.

В настоящее время на калийных рудниках РФ наибольшее распространение получила камерная система разработки пластов с использованием механизированных комплексов, в состав которых входят проходческо-очистные комбайны, бункер-перегрузатели и шахтные самоходные вагоны (ШСВ).

Увеличение энерговооруженности современных проходческо-очистных комбайнов, позволяет обеспечить техническую производительность до 7–8 т/мин. В то же время, производительность используемых на рудниках шахтных самоходных вагонов в 2–2,5 раза ниже и определяется расстоянием доставки (табл.) [2].

С начала 2000-х годов на рудники Верхнекамского калийного месторождения поставляются шахтные самоходные вагоны ВС-30 производства УГМК «Рудормаш».

По данным ОАО «Уралкалий» высокие грузоподъемность и энерговооруженность вагона позволяют увеличить производительность механизированного комплекса на 15–20 % [0]. Однако в ходе эксплуатации вагона ВС-30 выявлены недостатки, определяющие необходимость дальнейшего совершенствования конструкции и технологических схем работы ШСВ.

Таблица 1

Производительности самоходных вагонов различной грузоподъемности

Грузоподъемность вагона, <i>m</i>	Производительность ШСВ, т/мин при длине доставки, м			
	35	100	150	200
15	4,15	3,18	2,75	2,38
18	4,98	3,82	3,3	2,86
22	5,62	4,38	3,8	3,3
30	7,12	5,64	4,93	4,32

Трехосная компоновка вагона обуславливает увеличение времени маневровых операций, наблюдаются простои при разгрузке. Низкими показателями надежности характеризуются электроприводы ШСВ, узлы гидросистемы и ходовой части. Ступенчатое регулирование частоты вращения электродвигателей не позволяет обеспечить быстрое и точное регулирование усилий и скорости механизмов, а также энергосберегающие режимы, что является на сегодняшний день неотъемлемым требованием всех технологических процессов [1].

Повышение эффективности эксплуатации самоходных вагонов, совершенствование их конструкции возможно на основе результатов промышленных испытаний, включающих контроль

технологического режима работы ШСВ, характера и уровня нагруженности электроприводов, приборного контроля состояния узлов и деталей вагона. Промышленные испытания приводов шахтного самоходного вагона ВС-30 проводились на руднике СКРУ-2 ОАО «Уралкалий» с использованием измерительно-регистрирующего комплекса «ВАТУР», разработанного сотрудниками кафедры Горные и нефтепромысловые машины Пермского национального исследовательского политехнического университета совместно со специалистами ООО «Региональный канатный центр» (г. Пермь). Комплекс «ВАТУР» осуществляет регистрацию мгновенных значений токов, напряжений и расчет активной мощности двигателей хода, маслостанции и скребкового конвейера. Акселерометрический датчик угла наклона, установленный вдоль продольной оси вагона, реагирует на продольные динамические нагрузки, а также показывает угол наклона вагона.

При трогании груженого вагона на первой скорости (рис. 1) пусковая активная мощность, потребляемая четырьмя ходовыми двигателями, составляет 237 кВт, падение напряжения в силовой цепи 161 В. В начале равномерного движения на первой скорости (см. рис. 1, А-В) нагрузка на ходовые приводы при угле наклона трассы 1–2° составляет 54 кВт. По мере роста угла наклона трассы активная мощность, потребляемая ходовыми приводами, увеличивается до 126 кВт.

Таким образом, при движении груженого самоходного вагона вверх под углом 4–5° напервой скорости ходовые двигатели работают с перегрузкой 43 %.

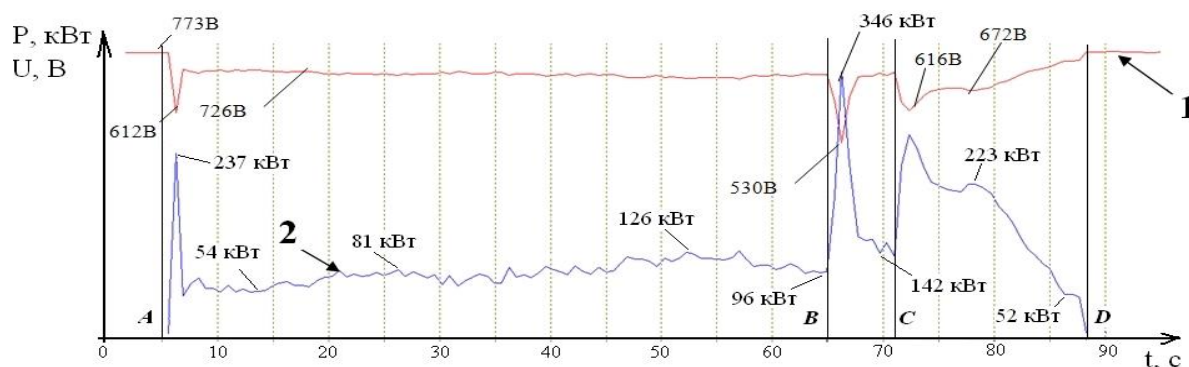


Рис. 1 График нагрузок ходовых приводов груженого вагона ВС-30: 1 – график линейного напряжения; 2 – график суммы активных трехфазных мощностей ходовых двигателей вагона; А–В– трогание и движение вагона на первой скорости; В–С– движение вагона на второй скорости; С–Д – движение вагона на третьей скорости и остановка

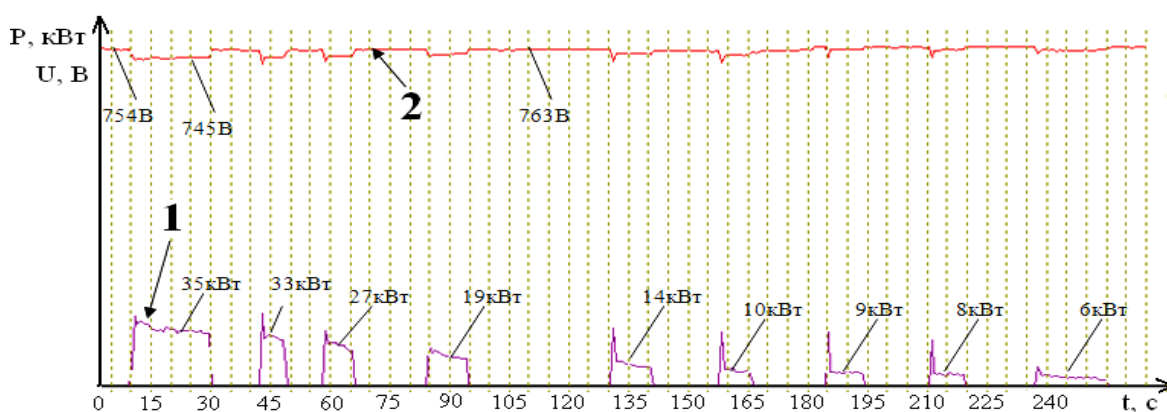


Рис. 2 Графики нагрузок привода конвейера самоходного вагона ВС-30:
1 – график линейного напряжения;
2 – график активной трехфазной мощности

Характер нагрузки ходовых электродвигателей зависит от траектории и динамики движения вагона. В периоды разгона груженого вагона и при переключении скоростей уровень нагружения ходовых двигателей превышает номинальные значения. При равномерном движении вагона значения активных мощностей остаются в нормативных пределах. Графики средних значений активной мощности, потребляемой электродвигателем конвейера приведены на рис. 4.

При разгрузке привод конвейера включался 9 раз, что обусловлено малой ёмкостью рудоспускного гезенка. При первом включении падение напряжения на зажимах магнитной станции составило 9 В, а средняя потребляемая мощность 35 кВт. Таким образом, при номинальной мощности электродвигателя конвейера 15 кВт, в начальный период разгрузки привод работает с перегрузкой 133 %. Полная разгрузка вагона осуществляется в течение 4 минут. Наибольшая нагрузка на электродвигателе маслостанции 14,2 кВт возникает в режиме намотки кабеля на барабан. При сматывании кабеля с барабана среднее значение активной мощности электродвигателя составляет 8,3 кВт.

Однако наиболее неблагоприятный режим работы маслостанции возникает при неподвижном вагоне и неработающих гидроприводах. При таком режиме работы большая часть энергии, потребляемой электродвигателем, затрачивается на нагрев рабочей жидкости. Анализируя полученные данные необходимо отметить следующее. Ходовые двигатели вагона и двигатель конвейера работают систематическими перегрузками. Ступенчатое изменение частоты вращения двигателей, осуществляемое переключением их обмоток, является морально устаревшим и неэффективным техническим решением, не позволяет обеспечить регулирование усилий на приводных валах основных механизмов. Увеличенное время разгрузки отбитой руды в гезенки и маневровых операций обуславливает снижение производительности вагонов и механизированного очистного комплекса в целом.

Повышения эффективности эксплуатации вагонов ВС-30 может быть обеспечено посредством следующих технических решений.

Улучшение условий работы электродвигателей, повышение маневренности трехосных вагонов возможно посредством использования частотно-регулируемого привода, обеспечивающего бесступенчатое изменение скорости, а также переключение приводов одного борта на более высокую скорость при поворотах. Для реализации такого способа управления необходимо внести изменения в электрооборудование вагона и выполнить проверочные кинематические расчеты при проектировании. Ликвидация простоев при разгрузке вагонов ВС-30 возможна посредством увеличения пропускной способности или емкости рудоспускных гезенков.

Внедрение частотно-регулируемых электроприводов, а также использование бортовых измерительных систем, непрерывно регистрирующих величину и характер изменения нагрузок на приводных двигателях ШСВ, позволит осуществлять выбор рациональных режимных параметров, обеспечивать высокое качество и надежность технологических процессов. При накоплении достаточного объема информации о работе самоходных вагонов в различных условиях представится возможным построение общей, для разных условий работ, нагрузочной диаграммы ходовых электродвигателей.

Литература

1. Аникин А.С. Внедрение частотно-регулируемого асинхронного электропривода на шахтный самоходный вагон В15К // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика., 2009. – № 15. – С. 67-71.
2. Веденеев И.А. Новый самоходный вагон для ОАО «Уралкалий» // Научно-технический журнал «Горная промышленность», 2005. – № 3. – С. 48 – 50.
3. Лыхин П.А. О модели и проблемах калийного рудника будущего // Научно-технический журнал «Рудник будущего», 2010. – № 3. – С. 44 – 47.

АНАЛИЗ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ ТОННЕЛЬНЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ ВОМД-24

Е.Ю. Русский

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В России действуют 6 метрополитенов и 5 находятся в стадии строительства. В странах с развивающейся (переходной) экономикой бурно развивается подземное транспортное строительство.

Основным звеном системы жизнеобеспечения подземных транспортных коммуникаций является вентиляция. Для проветривания метрополитенов у каждой станции и на перегонах между ними строятся вентиляционные камеры, в каждой из которых устанавливаются попарно нерегулируемые на ходу вентиляторные агрегаты мощностью до 90 кВт, при этом их энергопотребление уступает только энергопотреблению подвижного состава и достигает, например, в Новосибирском метрополитене более 2 млн. кВт·ч в год. В метрополитенах России и стран СНГ нерегулируемые на ходу вентиляторы ВОМД-24 составляют около 90 % парка действующих машин. В большинстве своем они двукратно выработали проектный ресурс, так как работают более 15...35 лет.

Кроме того, метрополитены РФ имеют нерегулируемую вентиляцию, если не считать дискретных включений – выключений вентиляторных агрегатов. Фактическая же потребность воздуха в течение суток глубоко не равномерна, т.к. определяется числом пар поездов на линии, пассажиропотоком, и температурой атмосферного воздуха, поэтому производительность тоннельных вентиляторов в течение суток должна глубоко регулироваться, что позволит повысить безопасность и экономическую эффективность работы системы вентиляции.

Цель модернизации – разработка инновационной конструкции вентиляторов для улучшения экономичности, продления срока службы существующих вентиляторов ВОМД-24, обеспечения их соответствия современным требованиям безопасности на метрополитенах, повышения надежности эксплуатации, экономической и энергетической эффективности работы вентиляторов и системы вентиляции метрополитена в целом.

На основе многолетних научных исследований были выявлены требования, предъявляемые к системе вентиляции метрополитенов. С учетом этих требований была спроектирована новая аэродинамическая схема и конструкция вентилятора и успешно внедрена в эксплуатацию на станции метро «Октябрьская» Новосибирского метрополитена, что позволяет создавать одноступенчатые осевые вентиляторы, обеспечивающие те же параметры по давлению и производительности, что и машины ВОМД-24 в двухступенчатом исполнении.

Модернизация парка вентиляторов совместно с внедрением других комплексных мер по повышению энергоэффективности тоннельной вентиляции Новосибирского метрополитена позволит значительно повысить экономичность работы вентиляции – с годовой экономией в десятки миллионов рублей, улучшит надежность проветривания и безопасность эксплуатации метро. Модернизация, в основном, сводится к замене двухступенчатого ротора на одноступенчатый.

За счет применения новых аэродинамических схем вентиляторы ВО-24К(м) будут потреблять меньше электроэнергии, т.к. будут иметь существенно больший полный средневзвешенный КПД по всей области возможных режимов ($\eta = 0,695$), а следовательно и эксплуатационный КПД, чем у вентиляторов ВОМД-24 (0,12 – 0,33).

Созданные ИГД СО РАН новые аэродинамические схемы позволяют создавать одноступенчатые осевые вентиляторы, обеспечивающие те же параметры по давлению и производительности, что и машины ВОМД-24 в двухступенчатом исполнении. Модернизация, в основном, будет сводиться к замене двухступенчатого ротора на одноступенчатый.

Натурные эксперименты с новым вентилятором показали, что их аэродинамические параметры не только удовлетворяют всем необходимым требованиям, но и превышают аналогичные параметры старых вентиляторов ВОМД-24.

Для управления вентилятором применяется автоматизированная система управления на основе частотного привода.

Вентиляторы ВОМД-24 имеют фактический коэффициент полезного действия 0,12, то есть свыше 80% затрачиваемой электроэнергии теряется. Модернизированный вариант вентилятора имеет коэффициент полезного действия 0,8, и позволит сэкономить порядка 230 тысяч кВт·ч электроэнергии в год. При стоимости киловатт-часа электроэнергии 1,75 рубля/кВт для новосибирского метрополитена, это даст экономию в денежном эквиваленте 400000 рублей на один вентилятор (в год), или, в общем по новосибирскому метрополитену, 16 миллионов рублей экономии в год (при 40 работающих вентиляторах). Столь значительное повышение коэффициента полезного действия объясняется тем, что аэродинамические характеристики модернизированного вентилятора рассчитаны для конкретных аэродинамических параметров станций Новосибирского метрополитена. Кроме того, в результате замены изношенного оборудования вентиляторов ВОМД-24 на новые узлы, повышается надежность проветривания метрополитена.

Номинальные параметры работы модернизированного вентилятора для метрополитенов низкого заложения: статическое давление $P_{sv} = 550$ Па, производительность $Q = 50$ м³/с, полный КПД 0,85, угол установки лопаток рабочего колеса $\theta = 24^\circ$, частота вращения ротора 500 об/мин ($\omega = 52$ с⁻¹).

В процессе работы модернизируются следующие узлы вентилятора: коренной вал, корпус рабочего колеса и лопаточный узел. После модернизации будет получена аэродинамическая схема вентилатора в виде

рабочее колесо-спрямляюще-направляющий аппарат (рис. 1б), т.е. ротор с двумя рабочими колесами на ротор заменяется ротором с одним рабочим колесом, сохраняя при этом аэродинамические параметры вентилятора ВОМД-24. Новый ротор включает в себя следующие узлы: коренной вал, корпус рабочего колеса и лопаточный узел. Сдвоенная листовая лопатка, входящая в лопаточный узел, проектируется на основе аэродинамической схемы, обеспечивающей высокий коэффициент полезного действия как в прямом режиме работы вентиляторной установки (до 0.80), так и при реверсе (0.65), а также те же параметры по давлению и более высокие по производительности, что и вентиляторы ВОМД-24 в двухступенчатом исполнении. Это достигается разработкой геометрии листовой лопатки под конкретные требования к режимам проветривания метрополитена.

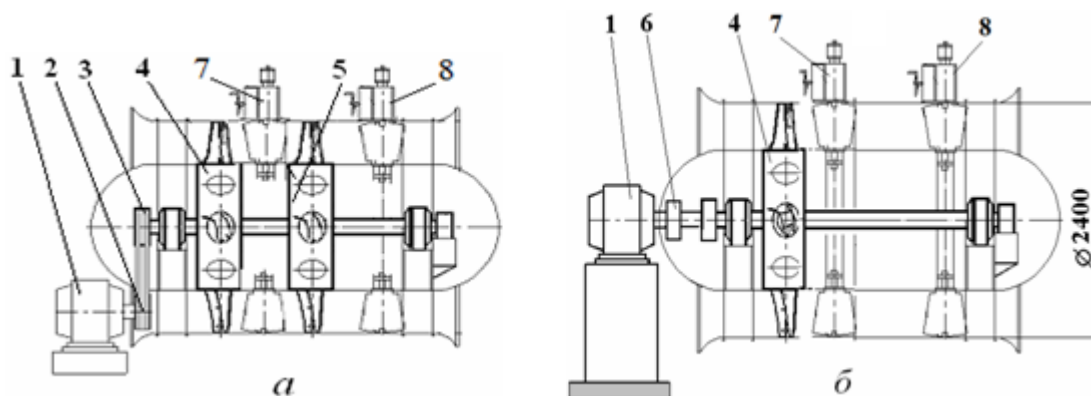


Рис. 1 Компонентные схемы: а - ВОМД-24 (до модернизации); б - ВО-24 (после модернизации): 1 – приводной электродвигатель; 2,3 – шкивы текстурной передачи; 4 – рабочее колесо 1-ой ступени; 5 – рабочее колесо 2-ой ступени; 6 – муфта; 7 – спрямляюще-направляющий аппарат (СНА); 8 – спрямляющий аппарат (СА)

Электродвигатель в модернизированной схеме вентилятора устанавливается соосно с коренным валом ротора через пальцевую муфту. Устраняется ременная передача от электродвигателя до вала ротора, не удовлетворяющая требованиям безопасности при возникновении пожароопасных ситуаций. Для регулирования производительности вентилятора используется частотный привод, позволяющий оперативно регулировать производительность вентилятора путем изменения скорости вращения ротора, для удовлетворения любых потребностей метрополитена в необходимом количестве воздуха. Регулировка производительности осуществляется по оптимальным алгоритмам управления, получаемым в ходе экспериментальных исследований воздушораспределения метрополитена. При модернизации есть возможность оставить существующий электродвигатель вентиляционной установки с целью экономии средств на модернизацию.

Таким образом, в процессе модернизации в новом вентиляторе по сравнению со старым ВОМД-24 исключаются как минимум три элемента – второе рабочее колесо, ременная передача (электродвигатель устанавливается через муфту соосно с валом ротора), направляющий аппарат, что повышает надежность работы установки. Кроме того, значительно снижается нагрузка на подшипниковые узлы (вместо двух роторов остается один), что увеличивает их ресурс и надежность работы.

Несмотря на минимальные вмешательства в металлоконструкции действующих вентиляторов, предлагаемая модернизация удовлетворяет всем современным требованиям по безопасности к проветриванию метрополитенов.

Выводы:

Разработанная схема модернизации и опыт ее применения в Новосибирском метрополитене позволяют продлить срок службы существующих вентиляторов ВОМД-24, повысить надежность эксплуатации и экономическую эффективность работы вентиляторов и системы вентиляции метрополитена в целом.

НАПРАВЛЕНИЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТОК НЕФТЕШАХТ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.Ю. Седнев

Научный руководитель доцент А.М. Седунин

Пермский национальный исследовательский университет, г. Пермь, Россия

В настоящее время промышленная подземная разработка ведется на Ярегском нефтетитановом месторождении, расположенной в республике Коми в 18 км от г. Ухта. История разработки месторождения ведется с открытия в 1932 г., при этом на начальном этапе отработка месторождения велась с поверхности в 1935-1945 г. С 1939 г. отработка месторождения велась шахтным способом по Ухтинской системе, заключающейся в бурении скважин с надпластового горизонта [5].

В 1954 г. была внедрена уклонно-скважинная система разработки, отличающаяся наличием выработок для бурения скважин в продуктивном пласту. При этом уклонно-скважинная система позволила сократить в

несколько раз объемы горнопроходческих работ за счет деления шахтного поля на блоки, что позволило значительно снизить себестоимость добычи [3].

Описанные системы разработки работают на режиме растворенного газа и энергии пласта. Ввиду горно-геологических особенностей коэффициент извлечения нефти (КИН) составлял около 6%.

В 1972 г. после проведения серии научных изысканий и опытно-промышленных работ создан термощахтный способ добычи нефти. Термощахтный способ добычи нефти в рамках Ярегского месторождения заключается в отработке участка продуктивного пласта подземным способом и применением теплового воздействия. Тепловое воздействие представляет собой нагнетание теплоносителя в нефтяной пласт для снижения вязкости нефти. В процессе проведения научных изысканий была выявлена зависимость эффективности при применении различных теплоносителей от увеличения добычи нефти. Наиболее эффективен теплоноситель, обладающей максимальной температурой и закачиваемый с наибольшим давлением и имеющий высокую теплоемкость и теплопроводность. Исходя из этих требований, теплоносителем был принят перегретый насыщенный пар. Отметим, что на начальном этапе в качестве теплоносителя использовалась горячая вода. Параметры теплоносителя (давление и температура) закачиваемого в продуктивный пласт ограничены правилами безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтным способом [4]. При этом подача пара, осуществляемая с поверхности по паронагнетательным скважинам, также ограничена [4] с отличающимися от шахтной подачи допустимыми значениями параметров.

Ограничения основываются на предупреждении следующих негативных последствий. Применение термощахтного способа добычи нефти ведет к формированию тепловыделений в горные выработки: в воздушную атмосферу буровой галереи и уклонов поступают следующие тепловыделения: от разогретого массива горных пород, от разогретых пластовых флюидов, пара и конденсата, поступающих в галерею через эксплуатационные скважины и трещины в массиве пласта, от трубопроводов и насосных агрегатов. Другим негативным последствием является выделение летучих фракций, происходящих при температуре 205 °С согласно проведенным научным исследованиям описанным в [3].

Помимо введения нагнетательной системы в систему разработки происходила модернизация расположения горных выработок и способов формирования сеток скважин как добычных, так и нагнетательных.

Первичное применение термощахтного способа было осуществлено на участках с Ухтинской системой разработки. В дальнейшем после формирования нескольких проблем в части эксплуатации Ухтинской системы с тепловым способом было принято решение разделить скважины по функциям: вертикальные и наклонные скважины, расположенные в туффитовом горизонте, эксплуатировать в качестве нагнетательных, горизонтальные и пологовосходящие скважины, пробуренные из уклонных блоков и расположенные в продуктивном пласте, использовать в качестве добычных. Данная система называется двухгоризонтной. Основные недостатки: высокий объем горнопроходческих работ, сложная система проветривания. Другой системой разработки, предусматривающей разделение горных выработок по функциям системы разработки, является двухъярусная система разработки. Данная система отличается наличием вышележащего второго уклонного блока для подачи теплоносителя взамен системы полевых штретков.

Кардинально другой системой разработки является панельная система, обеспечивающая равномерный прогрев [3]. При этом в выработках нагнетательной буровой галереи возникнет высокотемпературный режим ввиду протяженности паропроводов и закачки пара от системы данных выработок. Также по причине протяженности паропроводов давление пара, подаваемого в нефтяной пласт, низко.

Наиболее эффективной системой разработки считается одnogоризонтная с подачей пара и добычей флюидов из буровой галереи уклонного блока, распложенной у подошвы или ниже продуктивного нефтяного пласта. Недостатки одnogоризонтной системы: высокий температурный режим, сложность выполнения добычной и паронагнетательных систем. Применение данной системы позволяет получить наибольший КИН и минимальное пароводонефтяное соотношение.

На сегодняшний день новые блоки Ярегских нефтешахт проектируются по подземно-поверхностной системе разработки. Системы включает в себя уклонных блок с пробуренными добычными и парораспределительными скважинами, поверхностную нагнетательную систему в виде вертикальных пароподающих скважин. Применение поверхностной системы разработки позволяет значительно повысить параметры теплоносителя нагнетаемого в пласт. Недостатки данной системы: низкое парораспределение, необходимость горного отвода, отрицательное влияние на горные выработки в вышележащих пластах.

Исходя из вышеперечисленного, руководствуясь [2], системы разработок Ярегского месторождения можно разделить на две подсистемы добычную и нагнетательную.

Автором предлагается модернизировать добычную систему разработки путем теплоизоляции и гидроизоляции горных выработок в нефтяном пласте. Нововведение позволит снять ограничения с параметров подаваемого теплоносителя, при этом возможно два варианта. Первый – выполняется гидроизоляция и теплоизоляция выработок нефтяного пласта и снимаются ограничения по подаче пара температурой не более 200 °С. Второй – дополнительно от каждой скважины сооружается трубопровод до зумфа, выполненного в виде емкости для недопущения взаимодействия флюидов с воздушной струей нефтешахты. Это снимет ограничения по температуре теплоносителя менее 200 °С и позволит подавать теплоноситель более высоких параметров.

Применения описываемого решения возможно исключительно к подземно-поверхностной системе разработки. На рис. 1 приведена схема реализации предлагаемого решения.

Конструкция гидроизоляции является общеизвестным и выполняется в зависимости от крепости окружающих горных пород [1]. Теплоизоляции – элемент, выполняемый вслед за основными элементами

гидроизоляции. Требования к гидроизоляции и теплоизоляции строятся на основе геологических особенностей участка, а также параметров планируемого подаваемого теплоносителя.

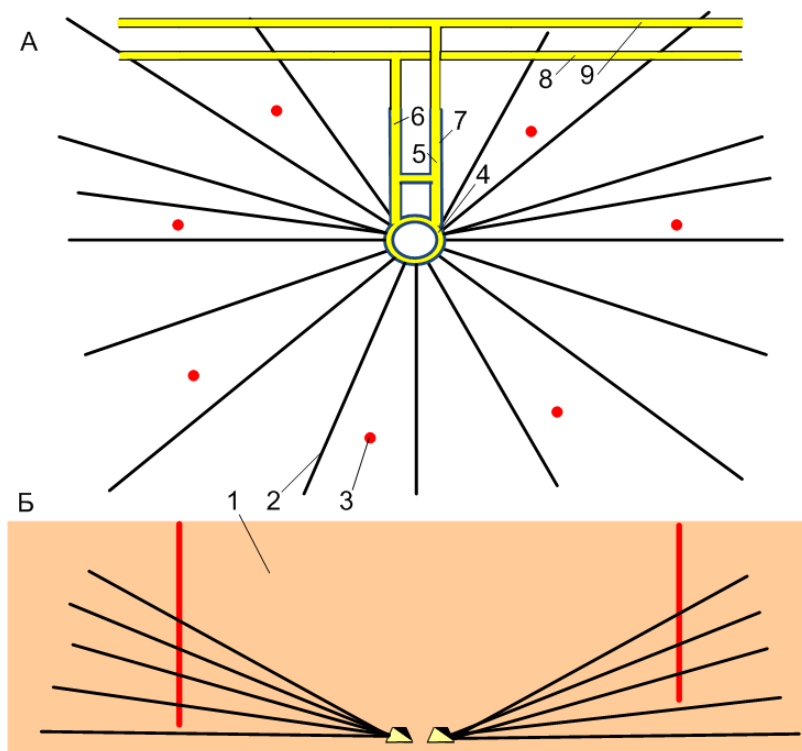


Рис.1 Подземно-поверхностная система разработки с теплоизоляцией и гидроизоляцией выработок нефтяного пласта

А – план; Б – разрез; 1 – нефтенасыщенный пласт, 2 – добывающая скважина, 3 – нагнетательная скважина, 4 – буровая галерея, 5 – ходок, 6 – уклон, 7 – теплоизоляция и гидроизоляция выработок, 8 – вентиляционный штрек, 9 – откаточный штрек.

Таким образом, результат работы – создание новой системы разработки, позволяющий увеличить параметры теплоносителя и, соответственно, КИН и сократить время на разработку. Недостатки системы – значительное увеличение стоимости подготовительных работ и времени на подготовку. Также могут возникнуть трудности с ликвидацией аварий.

Литература

1. Давыдов С.С. Расчет и проектирование подземных конструкций. – М.: Стройиздат, 1950. – 376 с.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. 332 с.
3. Коноплев Ю.П., Буслев В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д. Термошахтная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2006. – 288 с.
4. Правила безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтным способом. Госгортехнадзор. Постановление №8 / 1986. – 226 с.
5. Тюнькин Б.А, Коноплев Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термошахтного способа добычи нефти. – Ухта, 1996. – 158 с.

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТИЧНОЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК УКЛОННЫХ БЛОКОВ НЕФТЕШАХТ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ

Д.Ю. Седнев, С.Н. Кривощек

Научный руководитель профессор А.М. Седунин

Пермский национальный исследовательский университет, г. Пермь, Россия

Ярегское нефтетитановое месторождение расположено в республике Коми и разрабатывается с 1932 года. На первоначальном этапе разработка велась с поверхности и, ввиду низких показателей поверхностной системы разработки, было принято решение о строительстве 3-х нефтешахт. После проведения серии научных изысканий и опытно-промышленных работ в 1968-1971 годы создан термошахтный способ добычи нефти.

Основное нововведение данного способа заключается в создании в системе разработки термонагнетательной подсистемы, целью которой является снижение вязкости нефти и, как следствие, повышение коэффициента извлечения нефти. Основным теплоносителем принят перегретый пар, параметры которого регламентированы нормами безопасности.

Добычная подсистема системы разработки представлена различными системами расположения горных выработок, разработанными в разные годы: одногоризонтная, двухгоризонтная, панельная, двухъярусная, подземно-поверхностная. Наибольшее применение на нефтешахтах Ярегского месторождения получили одногоризонтная и подземно-поверхностная системы разработки, при этом наибольший коэффициент извлечения достигнут по одногоризонтной системе разработки.

Применение термошахтного способа добычи нефти ведет к формированию тепловыделений в горные выработки. В воздушную атмосферу буровой галереи и уклонов поступают следующие тепловыделения: от разогретого массива горных пород, от разогретых пластовых флюидов, пара и конденсата, поступающих в галерею через эксплуатационные скважины и трещины в массиве пласта, от трубопроводов и насосных агрегатов [1]. Отметим, что одногоризонтный способ является наиболее высокотемпературным в горных выработках способом, поскольку нагнетательная система размещена в буровой галерее уклонного блока.

В существующих системах разработки основные параметры закачиваемого теплоносителя – давление и температура ограничены правилами безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтных способом [2]. Давление нагнетательной системы ограничено 0,5 МПа при основных системах разработки и 1,6 МПа при подземно-поверхностной системе, температура пара зависит от давления системы пароснабжения и составляет 152 °С при давлении 0,5 МПа, 200 °С при давлении 1,6 МПа. Дальнейшее увеличение температуры пара исключено, поскольку при температуре 205 °С происходит выделение летучих фракций. Отметим, что фактическое давление нагнетания составляет 0,2-0,4 МПа при подземной системе пароснабжения, а при поверхностной системе пароснабжения после достижения коэффициента извлечения нефти (КИНа) 0,2 происходит уменьшение давления подаваемого теплоносителя для исключения возможности прорыва пара в горные выработки через трещины, либо добывающие скважины.

Шахтная атмосфера и условия труда, в данном случае выраженные в виде нагретых элементов крепи, горных пород, оборудования, являются основным сдерживающим фактором для роста средней температуры продуктивного пласта и повышения КИНа. Распространение тепла по пласту зависит от системы разработки, на рис. 1 приведено распространение тепла при одногоризонтной системе разработки в середине продуктивного пласта.

Как видно из рисунка при прогреве периферийной части пласта, а также подошвы тепловое поле распространяется непосредственно к выработкам нефтяного пласта, несмотря на наличие термоизолированной колонны, и происходит нагрев приустьевое пространство паронагнетательной скважины, что вызывает тепловыделения из пласта в воздушную атмосферу и нагрев оборудования. Для уменьшения скорости распространения теплового поля уменьшают параметры закачиваемого теплоносителя, при этом суммарные теплотери по разрабатываемому участку возрастают [3].

Процесс тепловыделения осуществляется 3 способами переноса теплоты: теплопроводностью, конвекцией и тепловым излучением. В рассматриваемом процессе конвекция с теплопроводностью (конвективная теплоотдача) имеет

преобладание, так как наблюдается движение струи воздуха в горных выработках [4]. Конвективная теплоотдача предусматривает конвективный теплообмен между потоком шахтного воздуха в данном случае и поверхностью твердого тела, представленного, в основном, поверхностью горных пород.

Для снижения тепловыделений в атмосферу горных выработок предлагается выполнить частичную теплоизоляцию разогретой поверхности горных выработок уклонного блока. Тип теплоизоляционного материала выбирается из нескольких вариантов, соответствующих следующему набору условий: коэффициент теплопроводности $\lambda < 0,25$ Вт/(м·К), устойчивость к физическим нагрузкам, простота монтажа, низкая плотность, негорючесть, гигроскопичность (водонепроницаемость), приспособленность для изоляции поверхности сложных форм с элементами конструкций, экологическая безопасность

Данные требования сформулированы на основе следующего анализа. Требование к коэффициенту теплопроводности сформировано на основе справочных пособий и нормативно-технической литературы. Устойчивость к физическим нагрузкам обоснована необходимостью сдерживания небольших вывалов пород из звеньев затяжки горной крепи, при этом отметим, что сам теплоизоляционный материал расположен за затяжкой.

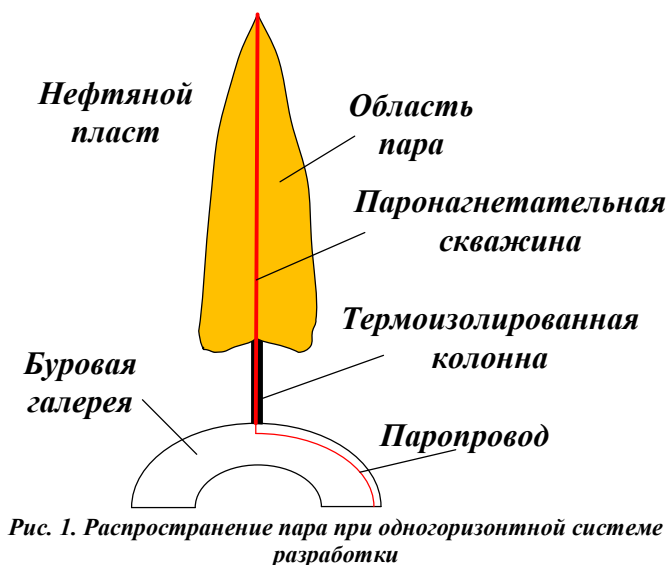


Рис. 1. Распространение пара при одногоризонтной системе разработки

Простота монтажа и низкая плотность обуславливается сложностью ведения подземных горных работ и, в частности, доставки материала к месту производства строительных работ. Негорючесть является требованием норм при ведении работ, поскольку нефтяные шахты Ярегского месторождения относятся к первой категории. Наличие гигроскопичности вызвано тем, чтобы сохранить теплоизоляционные свойства и не допустить конвекции воздушной струи с выделяемыми флюидами с поверхности горных выработок. Приспособленность для изоляции поверхности (сгибаемость) необходимо из-за наличия частей податливой крепи, а также запорной арматуры добычных и нагнетательных скважин. Экологическая безопасность обоснована требованием соблюдения санитарных норм в выработках, в которых постоянно присутствуют люди.

Крепление теплоизоляционного материала предлагается осуществлять посредством металлических уголков с элементами арочной крепи, при этом листы теплоизоляционного материала расположены в форме полумесяца по сечению выработки оставляя неприкрытыми несколько сантиметров для возможности стекания конденсата и флюидов, попадающих на теплоизоляционный материал. На рис. 2 представлена схема расположения материала в выработках продуктивного пласта.

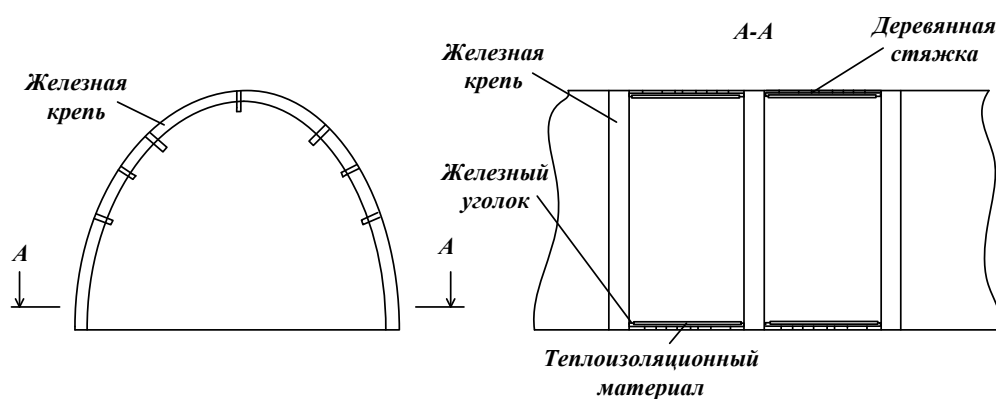


Рис. 2. Схема расположения и крепления теплоизоляционного материала

В качестве теплоизоляционного материала предлагается использовать созданный на основе аэрогеля материал Ryogel XT, удовлетворяющим вышеперечисленным требованиям [5]. Коэффициент теплопроводности эластичного термоизоляционного материала Ryogel XT λ_1 составляет 0,018 Вт/(м·К), коэффициент теплопроводности горных пород коллектора λ_2 составляет 2,32 Вт/(м·К) [1]. Отношение коэффициентов теплопроводности:

$$\frac{\lambda_1}{\lambda_2} = \frac{0,0183}{2,32} = 127, \quad (1)$$

Тепловая проводимость стенки составляет:

$$\frac{\lambda_1}{\delta} = \frac{0,0183}{0,01} = 1,83, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}). \quad (2)$$

где δ - толщина стенки принятого материала, м.

Также дополнительно отметим, что применение теплоизоляционного материала позволяет улучшить аэродинамику выработок, поскольку сгладит выступы крепи и уменьшит коэффициент трения поверхности аэродинамической струе.

Таким образом, применение частичной теплоизоляции в горных выработках позволит уменьшить теплоотдачу в воздушную струю, улучшить условия труда, а также создать возможность для повышения средней температуры пласта путем сдерживания теплового фронта.

Литература

1. Коноплев Ю.П., Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д. Термошахтная разработка нефтяных месторождений. 2006. - 288 с.: ил.
2. Правила безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтных способом. Госгортехнадзор. Постановление №8 / 1986. - 226 стр.
3. Тюнькин Б.А., Коноплев Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термошахтного способа добычи нефти. 1996. - 158 с.: ил.
4. Исаченко В.П., В.А. Осипова, А.С. Сукомел. Теплопередача: Учебник для вузов. Изд. 3-е, перераб. и доп. -М., «Энергия», 1975. - 488 с. с ил.
5. <http://o-p-i.ru/katalog-produktsii/aerogeli/o-materiale/tekhnicheskie-kharakteristiki>.

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ НА СИБАЙСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

А.Р. Усманов

Научные руководители доцент О.С. Колесатова¹, А.Н. Смяткин²

¹ «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, г. Магнитогорск, Россия, ² Сибайский филиал ОАО «Учалинский ГОК», г. Сибай, р-ка Башкортостан, Россия

Сибайское медно-колчеданное месторождение расположено в Баймакском районе, Республики Башкортостан. Открытые горные работы на карьере месторождения проводились с 1941 по 2003 год. Добыча руды остановлена на горизонте -125м., в связи нарушением устойчивости откосов западного борта карьера, повлекших деформирование транспортного съезда на нижних горизонтах, при этом параметры карьера составили 1400x1200 метров, глубина превысила 500 метров.

За пределами контура карьера осталось 19314 тыс. тонн руды [3]. С 2007 года производится выемка законтурных запасов подземным способом системами разработки с обрушением.

При этом из-за загруженности стволов, отсутствия альтернативных путей доставки техники, горюче-смазочных материалов, взрывчатых веществ, строительных материалов, спуска и подъема людей, вывоза руды остро стоит необходимость сохранности транспортного карьерного съезда.

С 2009 года на Сибайском карьере наблюдаются деформации в виде оползней, вывалов. В связи с этим возникла необходимость закладки наблюдательной станции [1] для контроля за устойчивостью бортов карьера. Наблюдательная станция заложена на северо-восточном борту (рис. 1) и представлена двумя опорными реперами и 52 рабочими реперами выполненными в виде угловых отражателей (призм) (рис. 2).

Рабочие репера установлены на 6 продольных профильных линиях вдоль простираения борта, вблизи бровок и у подошвы вышележащего уступа. Охватывают борта карьера и транспортный съезд в отметках +125м - +11м. Для контроля за неохваченными призмами участками карьера, образующимися или сформированными деформациями применяется лазерное сканирование [2].

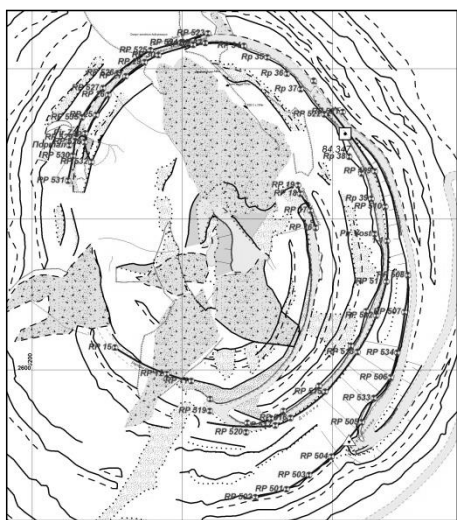


Рис. 1 Схема наблюдательной станции



Рис. 2 Рабочий репер настенного типа

По представленным результатам инструментальных наблюдений, проведенных с января по сентябрь 2012 года, установлено:

- профильная линия «Северо-Западная» представленная грунтовыми и стенными реперами, заложенными на транспортном съезде и на откосах прилегающих уступов. Скорости смещений в плане и по высоте в период с января по апрель составили около 4 мм/сут. В период с апреля по июнь отмечается активизация смещений в плане от 2-8 мм/сут до 28 мм/сут (максимум зафиксирован 27.04. и 2.05), а в профиле до 25 мм/сут. В июне отмечается снижение скоростей смещений, которые не превышают 2 мм/сут. С 9.08 по 14.09 отмечается активизация смещений, как в плане, так и по высоте, от 2 мм/сут до 16 мм/сут;

- профильная линия «Дорога» (реперы 511-522) расположена на транспортном съезде, заложенном по восточному борту карьера. За рассматриваемый период наблюдений скорости смещения реперов, как в плане, так и по высоте не значительны и не превышают 2 – 4 мм/сут. Значительный скачек в скоростях смещения реперов, достигающий 18 мм/сут, зафиксирован по состоянию на 13.08. В дальнейшем наблюдается стабилизация скоростей смещения, как в плане, так и по высоте;

- профильная линия «Юго-Восточная» (реперы 501-508, 533,534) заложена на транспортном съезде по юго-восточному борту. За рассматриваемый период наблюдений скорости смещения реперов, как в плане, так и по высоте не значительны и не превышают 2 – 4 мм/сут. Значительный скачек в скоростях смещения реперов,

достигающий 23 мм/сут, зафиксирован по состоянию на 13.08. В дальнейшем наблюдается стабилизация скоростей смещения;

- профильная линия «Реперы над штольной» заложенная на участке транспортного съезда вблизи портала штольни 389, к ней отнесены реперы 16-19. Скорости смещения реперов, как в плане, так и по высоте незначительны и не превышают 1-3 мм/сут за весь период;

- группа реперов «Реперы Южные» (реперы 11,12,15) заложенные на транспортном съезде юго-западного борта карьера. При стабильности положения реперов (скорости смещений не превышают 1 – 6 мм/сут), 26.03 зафиксированы значительные подвижки репера 15, так за 15 суток скорость смещения в плане составила 308 мм/сут, в профиле – 53 мм/сут. В тоже время скорости смещения репера 12 не превышают 1 – 2 мм/сут, а репера 11 – около 6 мм/сут, однако 13.08 наблюдается скачек в скорости смещения около 35 мм/сут.

Участок транспортного съезда на западном борту карьера «Профильная линия Северо-Западная» (RP 528 - 532). На данном участке в период с 12.04. по 05.05. наблюдается активизация деформационных процессов, скорость смещения в плане - с 6 мм/сут до 33 мм/сут, в профиле – с 5 до 37 мм/сут. По состоянию на 08.06 отмечается снижение активности оползня, скорости смещения составляли около 2 – 5 мм/сут, за исключением единичных случаев. В дальнейшем произошла стабилизация, и скорости смещения реперов не превышают 1- 2 мм/сут.

По проводимым на карьере инструментальным наблюдениям за устойчивостью откосов и развитием деформационных процессов можно сделать следующие выводы:

По эксплуатируемым в настоящее время участкам транспортного съезда скорости смещения реперов в общем не значительны и не вызывают опасения.

Критическая скорость оседаний для отдельных уступов (в частности транспортный съезд) на участках бортов, характеризующихся удовлетворительной устойчивостью, с учетом опыта ранее проводимых инструментальных наблюдений, принимается равной 260 мм/сут, при достижении которой доступ на деформирующийся участок должен быть прекращен до стабилизации подвижек.

В связи с развитием подземных горных работ на нижних горизонтах в отдельных случаях происходит подработка ослабленных участков, заключающаяся в изменении конфигурации борта, и в то же время сопровождающаяся сейсмическим воздействием взрывных работ. Это может провоцировать активизацию деформационных процессов.

На ослабленных участках скорости смещения могут достигать значительных величин и варьироваться в широких пределах. При этом на некоторых участках наблюдается весьма резкое увеличение скоростей смещений, с переходом от стабильного состояния к деформирующемуся.

В случае активизации деформационных необходима приостановка горных работ на нижележащих горизонтах до стабилизации состояния откосов с обязательным выполнением расчетов устойчивости деформирующихся участков и составлением соответствующих рекомендаций.

Критическими условиями, анализируя результаты ранее проводимых инструментальных наблюдений, следует считать достижение скоростей оседания величины 260 мм/сут при их дальнейшем постоянстве или увеличении. Особое внимание необходимо уделять периодам весеннего снеготаяния и выпадения обильных дождей, а также очередным этапам развития подземных горных работ.

Инструментальные наблюдения за состоянием устойчивости транспортного съезда и развитием деформационных процессов на ослабленных участках необходимо продолжить.

Литература

1. Методические указания по наблюдениям за деформациями бортов разрезов и отвалов, интерпретации их результатов и прогнозу устойчивости. – Л.: ВНИМИ, 1987. – 118 с.
2. Смяткин А.Н. Производство маркшейдерских наблюдений за устойчивостью бортов Сибайского карьера с применением роботизированного тахеометра Topcon 9003A // Маркшейдерское и геологическое обеспечение горных работ: Сб. науч. тр. – Магнитогорск, 2013. – С. 80-84
3. Том 3. Горная технология. Горная и горно-механическая часть. Книга 1. Пояснительная записка. ЗАО «Горный проектно-строительный центр». – Екатеринбург, 2009. – 109 с.

СПОСОБ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ИМПУЛЬСА ГИДРОИМПУЛЬСНОГО МЕХАНИЗМА СТАНКА ПРИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ СКВАЖИН ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Д.В. Федин

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе [1] показано действие разработанного гидроимпульсного силового механизма (рис. 1), способствующего интенсификации разрушения за счет снижения динамических характеристик прочности горной породы.

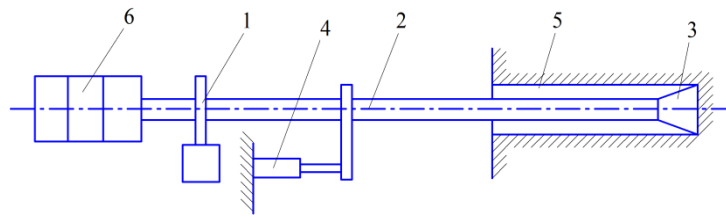


Рис. 1. Станок для бурения скважин в подземных условиях

Станок для бурения скважин в подземных условиях включает следующие основные технологические узлы и механизмы (рис. 1):

- вращательный узел 1 шпиндельного или роторного типа. Он предназначен для придания вращения колонне буровых штанг 2 с буровым долотом 3;
- механизм подачи 4 с гидравлическим или механическим приводом для подачи бурового инструмента в составе колонны буровых штанг 2 и бурового долота 3 на забой буровой скважины 5;
- генератор ударных гидравлических импульсов 6.

Исследования вращательного бурения режущим инструментом с наложением на него высокоэнергетических упругих колебаний показали возможность в 2...2,5 раза интенсифицировать процесс разрушения горных пород, в 1,5...2 раза повысить износостойкость режущего инструмента, на 2...3 категории крепости пород по шкале проф. М.М. Протодяконова расширить область эффективного применения вращательного бурения скважин при повышении производительности труда на 40...70 % [1].

При бурении слоев породы различной твердости возникают сложности в выборе режима бурения. При проходке слоев горной породы высокой твердости требуется увеличение интенсивности бурения, при бурении породы низкой твердости – уменьшение. В связи с этим возникает необходимость в регулировании интенсивности процесса бурения. С этой целью было разработано устройство для регулирования энергии импульса гидроимпульсного механизма.

Устройство для регулирования энергии импульса гидроимпульсного механизма бурового станка содержит вращательный узел, механизм подачи бурового инструмента на забой и ударный узел. Ударный узел выполнен в виде генератора ударных гидравлических импульсов, который состоит из гидравлически соединенных между собой гидропульсатора с приводом и размещенных в одном корпусе устройства для коррекции формы гидравлических импульсов и силового гидроцилиндра с поршнем. Устройство для коррекции формы гидравлических импульсов представляет собой полый упругий элемент с нелинейной характеристикой, заполненный рабочей жидкостью и зажатый посредством пружины между инерционной массой и днищем силового гидроцилиндра. Поршень силового гидроцилиндра подпружинен и расположен на хвостовике колонны буровых. Гидропульсатор представлен в виде генератора ударных гидравлических импульсов, с регулируемым объемом вытесняемой жидкости в замкнутую полость, включающий нерегулируемые генераторы колебаний, концы валов которых имеют винтовые шлицы противоположного наклона и шлицевую муфту, с возможностью ее перемещения и изменения угла сдвига фаз между валами генераторов колебаний.

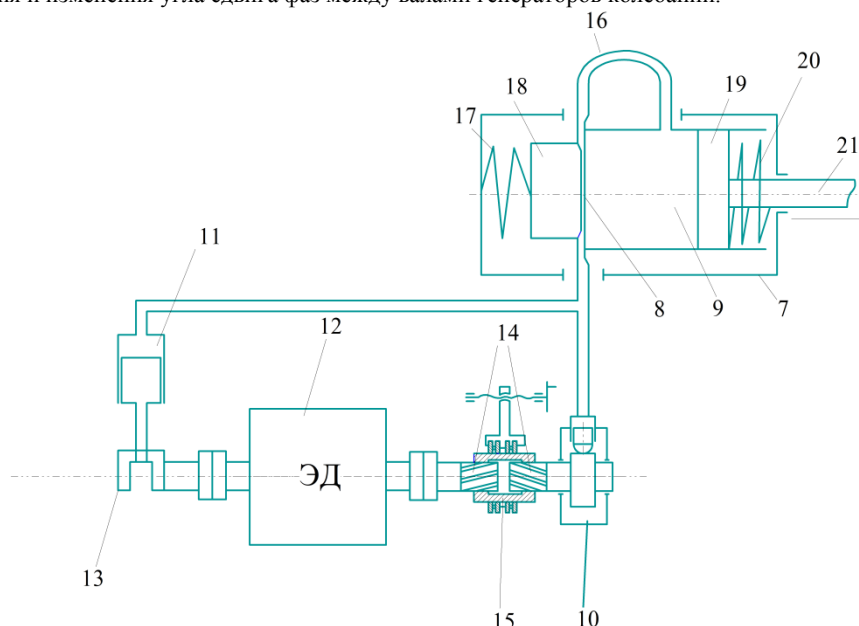


Рис. 2. Генератор ударных гидравлических импульсов.

Генератор ударных гидравлических импульсов 6 (рис. 2) состоит из гидравлически связанных между собой генератора формирования импульсов давления замкнутой полости и размещенных в одном корпусе 7

устройства для коррекции формы гидравлических импульсов 8 и силового гидроцилиндра 9. Генератор формирования импульсов давления в замкнутой полости состоит из нерегулируемых генераторов 10, 11. Генератор 10 выполнен в виде кулачкового механизма, генератор 11 представлен в виде плунжера и соединен с электродвигателем 12 кривошипно-шатунным механизмом 13. Концы валов 14 нерегулируемых генераторов имеют винтовые шлицы противоположного наклона и шлицевую муфту 15. Устройство для коррекции формы гидравлических импульсов представляет собой полый упругий элемент 8, который заполнен жидкостью, имеет нелинейную характеристику и посредством патрубка 16 соединен с силовым гидроцилиндром 9. Этот полый упругий элемент с помощью пружины 17 зажат между инерционной массой 18 и днищем гидроцилиндра 9, вследствие чего в поперечном сечении он приобретает эллипсоидную форму. При этом поршень 19 силового гидроцилиндра 9 поджат пружиной 20 и оперт о хвостовик 21 колонны буровых штанг 2.

Станок для бурения скважин в подземных условиях работает следующим образом (рис.1). Приводят в действие вращательный узел 1, в результате чего буровой инструмент в составе колонны буровых штанг 2 и бурового долота 3 получает вращение. После этого включают в работу механизм подачи 4, который обеспечивает продвижение бурового инструмента к забою скважины 5 и плотный контакт бурового долота 3 с горной породой забоя. Затем приводят в действие генератор ударных гидравлических импульсов 6.

При включении привода 12 генератора формирования импульсов давления в замкнутой полости нерегулируемые генераторы 10, 11 совершают возвратно-поступательные движения (рис.2), которые вызывают образование гидравлических импульсов, в том числе в полости силового гидроцилиндра 9. Сформированный ударный гидравлический импульс поступает в силовой гидравлический цилиндр 9, воздействует на поршень 19 и через хвостовик 21 по колонне буровых штанг 2 достигает бурового долота 3. Под его воздействием буровое долото 3 внедряется в горную породу забоя скважины 5 и тем самым обеспечивает повышение эффективности процесса бурения.

Регулирование происходит за счет изменения объема жидкости.

Как следует из кинематики между перемещением A плунжеров генераторов 10, 11 и угловой скорости ω природного двигателя существует соотношение:

$$A = A_1 \cdot \sin \omega t, A = A_2 \cdot \sin \omega t,$$

где A – текущая координата плунжера, ω – угловая скорость приводного двигателя, t – время, $A_{1,2}$ – ход плунжера.

Тогда объем пульсирующего потока или просто пульсирующий поток, развиваемый первым и вторым генераторами, соответственно равен:

$$Q_1 = A_1 f_1 \cdot \sin \omega t, A = A_2 \cdot f_2 \cdot \sin \omega t,$$

$$Q_2 = A_2 f_2 \cdot \sin \omega t,$$

$$Q = A_1 f_1 \cdot \sin \omega t + A_2 f_2 \cdot \sin \omega t,$$

где $f_{1,2}$ – площадь плунжера. Поскольку генераторы колебаний 10 и 11 гидравлически между собой связаны и через муфту 15 имеют жесткую регулируемую кинематическую связь, то когда плунжеры перемещаются синфазно, т.е. когда одновременно проходят верхнюю и нижнюю «мертвые точки» суммарный пульсирующий поток, развиваемый генераторами, равен сумме

$$Q = Q_1 + Q_2, Q = A_1 f_1 \cdot \sin \omega t + A_2 f_2 \cdot \sin \omega t,$$

если

$$A_1 f_1 = A_2 f_2,$$

$$Q = 2 A_1 f_1 \cdot \sin \omega t \quad (1)$$

Если между перемещениями плунжеров генераторов колебаний 10 и 11 нарушена синфазность, т.е. верхние и нижние «мертвые точки» они проходят неодновременно, то это рассогласование характеризуется углом сдвига фаз ψ и является углом относительного поворота валов генераторов колебаний 10 и 11.

Так как генераторы колебаний 10 и 11 имеют общий приводной двигатель 12, вращающий их с угловой скоростью ω , а валы 14 генераторов рассогласованы на угол ψ муфтой 15, то суммарный пульсирующий поток определится теперь как геометрическая сумма $Q = \overline{Q_1} + \overline{Q_2}$ или как сумма сдвинутых на угол ψ синусоид одинаковой частоты.

$$Q = A_1 f_1 \cdot \sin \omega t + A_2 f_2 \cdot \sin(\omega t + \psi) \quad (2)$$

Отсюда видно, что если $\psi = 0$, то в результате получаем формулу (1), если $\psi = 180^\circ$, то

$$Q = A_1 f_1 \cdot \sin \omega t + (-A_2 f_2 \cdot \sin \omega t)$$

и при условии

$$A_1 f_1 = A_2 f_2$$

$$Q = 0 \quad (\text{при условии одинакового объема нерегулируемых генераторов}).$$

Формула (2) отражает случай, когда за один оборот вала генератора ударных гидравлических импульсов плунжеры совершают один двойной ход. Если конструктивное выполнение генераторов колебаний таково, что плунжеры совершают n двойных ходов за один оборот вала, то формула для определения пульсирующего потока принимает вид:

$$Q = A_1 f_1 \cdot \sin \omega t + A_2 f_2 \cdot \sin(n \omega t + n \psi) \quad (3)$$

Таким образом, изменяя относительный угол сдвига фаз между валами генераторов колебаний 10 и 11 180°

от 0 до n , пульсирующий поток изменяется от максимума до 0.

Регулирование угла сдвига фаз ψ осуществляется осевым перемещением муфты 15 по винтовым шлицам валов генераторов колебаний.

Рациональным выбором угла наклона шлицев определяется необходимая величина осевого перемещения муфты 15 для изменения пульсирующего потока от 0 до максимума.

Выводы. Применение разработанного устройства регулирования энергии импульса гидроимпульсного механизма позволяет выбрать оптимальный режим бурения при проходке горных пород различной твердости за счет изменения подаваемого объема пульсирующей жидкости генераторами колебаний в полость силового гидроцилиндра.

Устройство регулирования энергии импульса гидроимпульсного механизма позволяет производить регулирование в пределах от 0 до $2Q$ (где Q – объем генератора колебаний) при условии равенства объемов используемых генераторов колебаний.

Литература

1. Федин Д.В., Шадрин А.В., Саруев Л.А. Экспериментальные исследования механизма формирования гидравлических импульсов для разрушения горных пород при бурении // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 175–178.
2. Устройство для регулирования энергии импульса гидроимпульсного механизма бурового станка: пат. 124298 Рос. Федерация. № 2012132378; заявл. 27.07.12; опубл. 20.01.13, Бюл. № 2. – 3 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОИМПУЛЬСНОЙ СИСТЕМЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК В БЕЗРАЗМЕРНЫХ ПАРАМЕТРАХ

М.В. Цыганкова

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время процессы проектирования новых механизмов неотъемлемо связаны с прогрессивно развивающимися компьютерными технологиями. Все процессы от создания принципиальной схемы до 3D макета возможно выполнять при помощи различных программ.

Первичным при изучении и конструировании работы механизма, необходимо предварительно качественно выяснить сущность изучаемого явления. Любое явление в природе, технологический процесс или процесс взаимодействия отдельных узлов и отдельных элементов достаточно сложной конструкции представляет собой совокупность изменений в материальной системе. Под термином материальная система понимается совокупность физических объектов (элементов системы), объединённых определенным замыслом или объективным признаком, индивидуализирующим данную совокупность физических элементов и придающим этой совокупности конкретные качества. Каждое из изменений материальной системы характеризуется изменением соответствующих числовых величин, которые называются параметрами системы.

Данная статья посвящена разработке математической модели гидроимпульсного безбойкового механизма, входящего в состав буровых установок.

Для построения модели требуется представить, как работает механизм, для этого возникает необходимость составить принципиальную схему работы (Рис. 1). Анализ принципиальной схемы позволит выявить взаимодействие между узлами всей системы механизма.

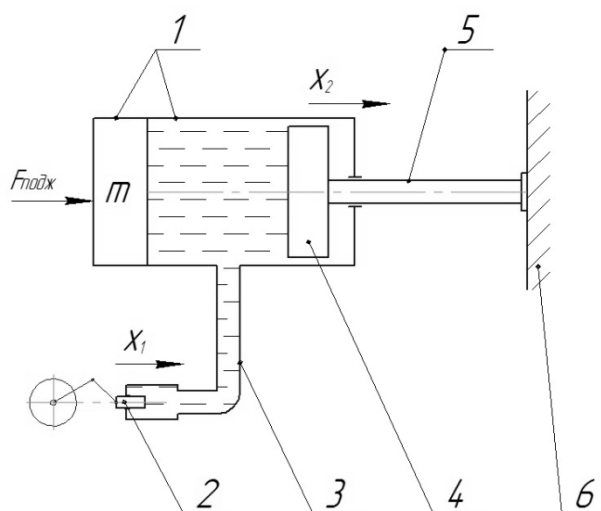


Рис.1. Принципиальная схема безбойкового гидроимпульсного силового механизма, где 1 – корпус гидроцилиндра с активной массой; 2 – плунжер; 3 – рукав высокого давления (РВД); 4 – поршень; 5 – бурильный инструмент (штанга); 6 – разрушаемая порода

При разработке новых конструкций машин принципиальным являются выбор и обоснование конструктивной схемы машины. Применительно к силовым импульсным системам вопросы разработки оптимальных конструктивных схем машин, возможность выбора конструктивной схемы основана на переходе от

пространства конструкций (структур) в пространство - управление. Такой переход позволяет сформулировать задачу структурного синтеза как задачу теории эталонных моделей. Таким образом, следующий шаг это разработка блок схемы исходя из анализа принципиальной схемы работы механизма. Блок схема (Рис.2) состоит из блоков - активных узлов механизма, имеющие связь между собой. Задано начальное звено и выходное, прослеживается цепочка блоков, через которые проходит входной сигнал, преобразуясь.

Зная характеристики всех активных узлов системы механизма, далее строится структурная схема (Рис.3). Она отражает взаимосвязь узлов и их характеристики. По данным структурной схемы производится построение системы уравнений, описывающие работу всей системы гидроимпульсного безбойкового механизма.

Для создания оптимальной математической модели необходимо построить и проанализировать 3 схемы. По составленным уравнениям при помощи ПО MATLAB, производится анализ систем в безразмерных величинах. Меняя один параметр на какую-то величину, тогда как остальные остаются постоянными, определяем, как влияет изменение аргумента на выходной сигнал.

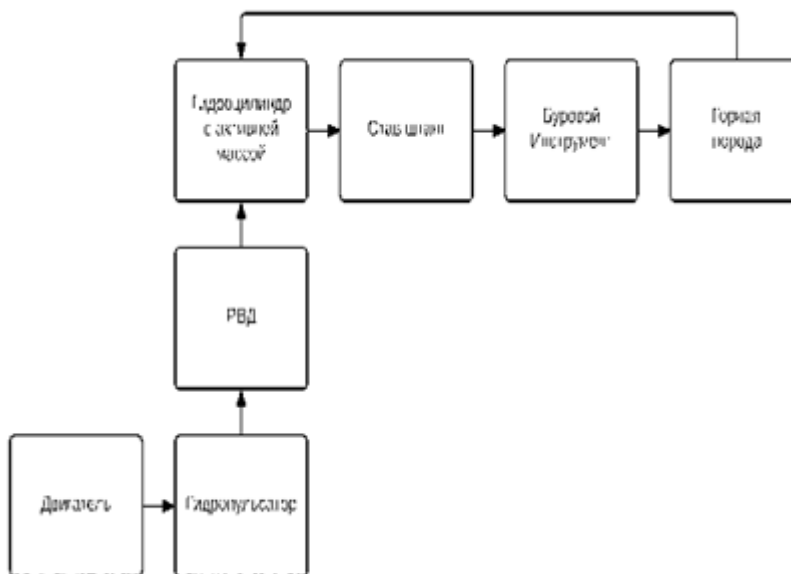


Рис. 2. Блок схема безбойкового гидроимпульсного силового механизма

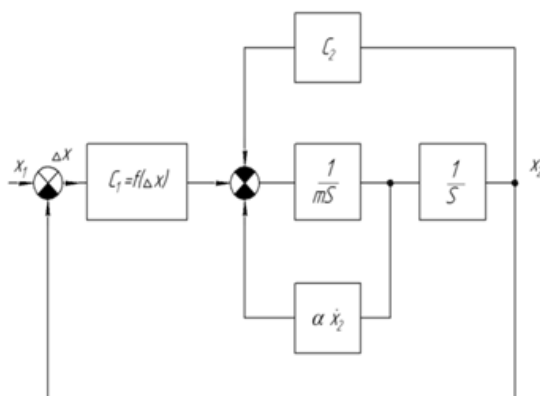


Рис.3. Структурная схема безбойкового гидроимпульсного силового механизма

Исследования этого механизма показали большие возможности для регулирования формирующегося импульса. Как известно для разрушения различных горных пород необходим определенный силовой импульс, обладающий конкретными параметрами. Данный механизм в связи с имеющимися конструктивными особенностями, может изменять параметры формирующегося импульса, за счет незначительных изменений в конструкции.

Литература

1. Иванов К. И., Андреев В.Д. Разрушение горных пород ударными импульсами, генерируемыми поршнями различной формы / В сб.: Взрывное дело. – М.: Недра, 1966. – с. 244 – 253.
2. Pashkov E. N. Differential Equations of Processes for the Hydroimpuls Power Mechanism of Drill Machines [Electronic resource] / E. N. Pashkov, G. R. Ziyakaev, M. V. Tsigankova // Applied Mechanics and Materials : Scientific Journal. — 2013. – Vol. 379 . –С. [Р. 91 – 94].

3. Цыганкова М. В. Исследование математической модели гидроимпульсного силового механизма [Электронный ресурс] / М. В. Цыганкова; труды XVII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 1-5 апреля 2013 г. в 2 т. / под ред. А. Ю. Дмитриева. – Томск, 2013. – Т. 2. – [С. 353-355].
4. Цыганкова М. В. Система формирования силовых импульсов на буровых установках для разрушения пород различной крепости // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М., 2013 – №. 12. – С. 32 – 36.

ВЫБОР КОМПОНОВОЧНЫХ СХЕМ РАЗМЕЩЕНИЯ ЭНЕРГОСИЛОВОЙ УСТАНОВКИ ГЕОХОДА

Р.В. Чернухин

Научный руководитель доцент М.Ю. Блащук

Юргинский технологический институт Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

Геовинчестерная технология (ГВТ) – процесс механизированного проведения горных выработок с формированием и использованием системы законтурных винтовых и продольных каналов, в котором операции по разработке забоя, уборке горной массы, креплению выработанного пространства, а также перемещению всей проходческой системы на забой осуществляется в совмещенном режиме [1]. Базовым функциональным элементом данной технологии является геоход.

Главными отличиями геоходов от существующих горнопроходческих систем являются: использование геосреды для перемещения и создания напорных усилий на исполнительном органе; оригинальная компоновочная схема геохода; наличие новых функционально-конструктивных устройств и элементов, ранее не применявшихся в горнопроходческом оборудовании; все операции проходческого цикла осуществляются в совмещенном режиме.

Конструктивная схема геохода представлена на рисунке 1.

На сегодняшний день в области геовинчестерной технологии проведена обширная многолетняя исследовательская работа и ведутся работы по созданию новых образцов геохода. Сдерживающим фактором в создании экспериментальных образцов геохода нового поколения является отсутствие исследований по определению параметров энергосилового устройства (ЭСУ) геохода. Новизна конструкции геохода обуславливает необходимость разработки различных вариантов схемных и конструктивных решений ЭСУ. Также отсутствуют данные о влиянии условий эксплуатации (размеры горной выработки, углы проходки) и других факторов на технические характеристики ЭСУ.

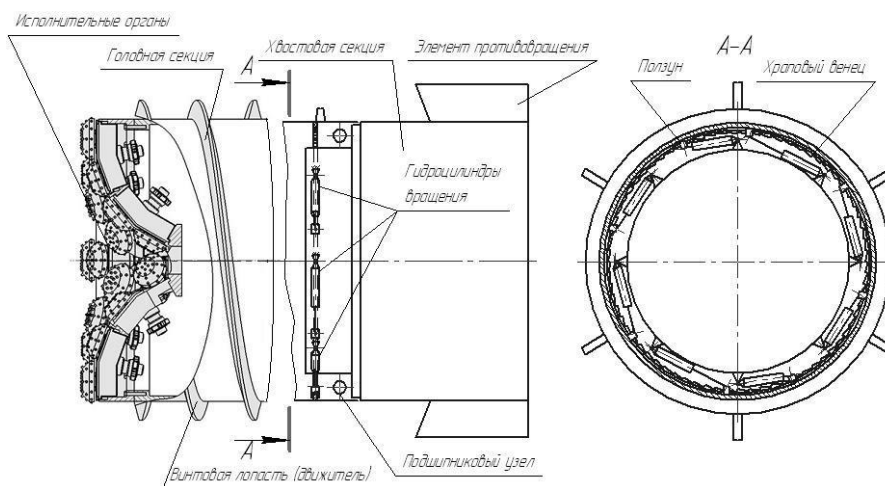


Рис. 1 Схема геохода нового поколения

ЭСУ геохода представляет собой насосную станцию, построенную по модульному принципу, которая осуществляет питание рабочей жидкостью гидроприводы исполнительного органа носителя, трансмиссии и исполнительных органов движителя. Основные требования к ЭСУ геохода сформулированы в работе [2].

Для определения характеристик насосной станции геохода основными параметрами являются требуемая величина давления и расхода рабочей жидкости. Эти параметры представляют собой часть исходных данных для определения характеристик элементов ЭСУ, объема гидробака, мощности и частоты вращения приводного электродвигателя, параметров предохранительных клапанов, фильтров и других элементов насосной станции. Подробней вопрос по определению исходных данных для проектирования ЭСУ геохода освящен в работе [3].

Перед разработкой наиболее вероятных компоновочных схем необходимо расположить их возможные варианты в соответствии с существующими между ними взаимосвязями. Систематизация видов энергосиловых установок представлена на рисунке 2.

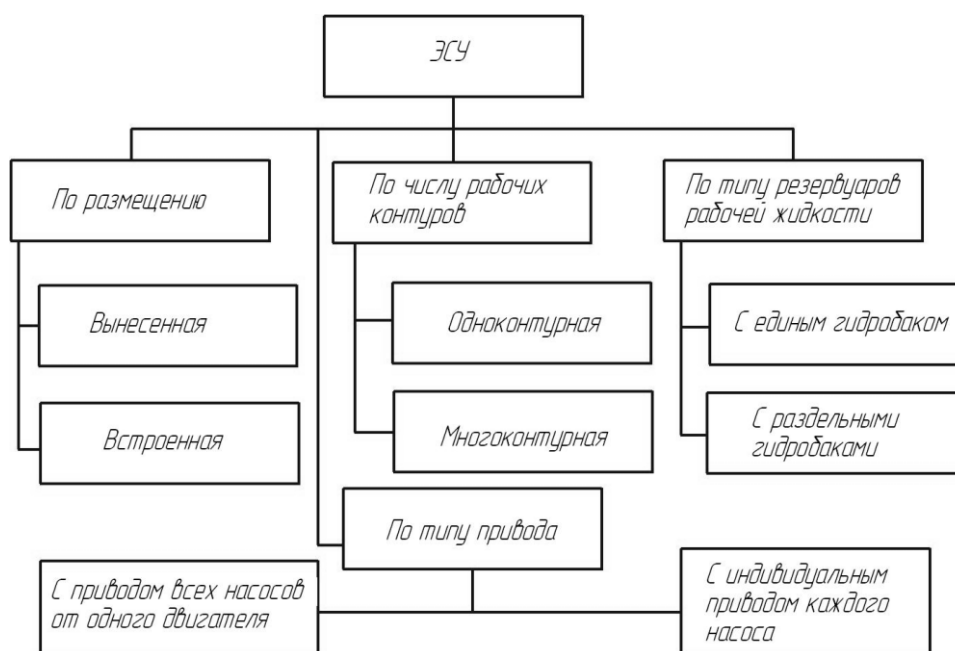


Рис. 2 Систематизация ЭСУ геолога

Предпочтительным вариантом размещения является вариант с ЭСУ геолога встроенной в хвостовую секцию. Такой вариант обеспечивает сокращение длины питающих трубопроводов, сокращает потери давления и дает возможность работы ЭСУ в широком диапазоне углов проходки. Размещение ЭСУ «на борту» также может исключить периодические остановки технологического процесса на демонтаж дополнительных секций гидролиний или перемещение ЭСУ по мере продвижения геолога в забое. Отказ от длинных рукавов высокого давления повышает надежность ЭСУ за счет исключения возможного их повреждения отделяемой породой.

Однако, возможны ситуации, когда размещение ЭСУ внутри геолога будет нерациональным. Например, при малых диаметрах геолога габаритные размеры ЭСУ будут оказывать существенное влияние на внутреннее пространство, а при проведении вертикальных выработок отделяемая порода может засыпать или повредить ЭСУ. Такой вариант уже применялся при проведении шахтных испытаний геолога ЭЛАНГ-3, где в качестве энергосилового устройства применялась насосная станция механизированных крепей СНУ - 5.

Таким образом, предъявляемым требованиям к энергосиловым установкам геолога наиболее полно удовлетворяет схема со встроенной ЭСУ. При невозможности размещения элементов ЭСУ в хвостовой секции, необходимо применять вынесенные схемы. Такая ЭСУ должна представлять собой единый агрегат и устанавливаться на горизонтальной площадке. Дальнейшая задача заключается в разработке математической модели взаимодействия элементов энергосилового устройства геолога и определении влияния внешних факторов на параметры ЭСУ.

Полученные результаты достигнуты в ходе реализации комплексного проекта при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ. Договор №02.G25.31.0076.

Литература

1. Аксенов В.В. Геовинчестерная технология проведения горных выработок. – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 264 с., ил.
2. Аксенов В. В., Блащук М. Ю., Чернухин Р. В. Формирование требований к энергосилового устройству геолога // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2012 – №. ОВ7. – С. 263 – 267,
3. Аксенов В. В., Блащук М. Ю., Чернухин Р. В. «Определение суммарного расхода рабочей жидкости в гидросистеме геолога» // Сборник трудов XI Международной научно-технической конференции «Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности». – Екатеринбург, 2012. – С. 308 – 311

**ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ РАСЧЁТА ГАЗОВЫДЕЛЕНИЯ В ВЫЕМОЧНЫЙ УЧАСТОК С
УЧЁТОМ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И МЕТОДЫ ИХ
РЕШЕНИЯ**

Е.А.Шубина

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с развитием угледобывающей промышленности стремительными темпами наблюдается увеличение глубины ведения горных работ, следовательно и увеличение природной газоносности разрабатываемых угольных пластов, что существенно влияет на безопасность ведения работ, объёмы добычи угля, попутно добытого газа и загрязнение окружающей среды.

Высокая природная газоносность создаёт настолько повышенное выделение метана в горные выработки, что снижение его не возможно без применения комплексной дегазации угольных пластов, т.е. без применения сочетания различных современных способов и схем дегазации одного или нескольких источников газовыделения [1].

Основными источниками газовыделения при ведении горных работ являются: угольный пласт, породы кровли, почвы, отбитый уголь, пласты спутники, отщепившиеся угольные пачки и т.д. Учитывая природную газоносность участка недр, согласно «Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт» производится расчёт газообильности в горные выработки и выемочные участки [2].

В нетронутом массиве горные породы находятся в состоянии напряженного равновесия. При ведении очистных работ равновесие в массиве нарушается и происходит сложное многообразие не в полной мере изученных процессов. На сегодняшний день имеется несколько гипотез (научных предположений) о проявлениях горного давления в зонах очистных работ.

Горное давление – это силы (напряжения), возникающие в массиве пород, окружающих горную выработку, которое проявляется в виде прогиба кровли, вспучивания почвы, растрескивания, сдвижения, деформации и разрушения пород вокруг выработки, раздавливания и отжима целиков угля, увеличения нагрузки на крепь, внезапных выбросов угля и газа, горных ударов и пр.

Горное давление зависит от глубины расположения выработки, физико – механических свойств горных пород (трещиноватости, крепости, управляемости, обрушаемости и т.д.), мощности, угла залегания пластов, размера поперечного сечения выработки, способов выемки угля, механической характеристики крепи и многих других параметров.

Проявление процесса сдвижения и деформирования горных пород над очистными выработками происходит более интенсивно в лавах большой длины со значительной мощностью разрабатываемого пласта при управлении кровлей с полным обрушением. Условная схема процесса сдвижения углепородной толщи пологого падения при очистных работах представлена на рис. 1.

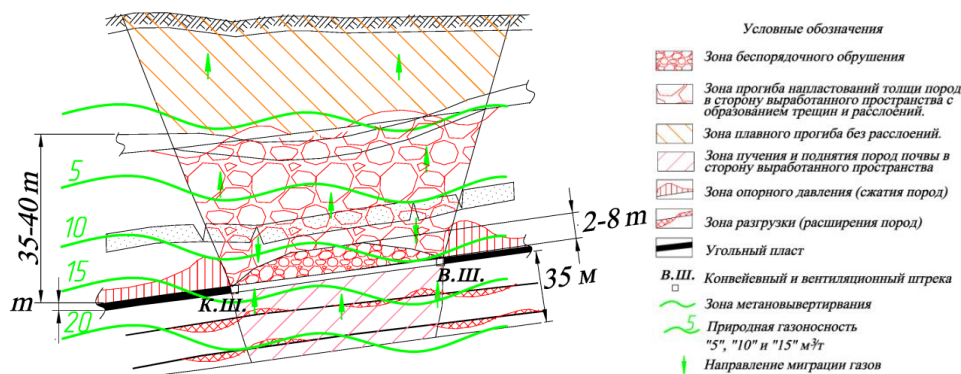


Рис. 1. Условная схема процесса сдвижения углепородной толщи пологого падения при очистных работах

В результате изучения горного давления и механики сдвижения горных пород над очистной выработкой установлено, что перемещение напластований горных пород кровли пласта начинается с прогиба, расслоений и появления зон повышенных деформаций – растяжений, сжатий. Когда деформации достигают предельных значений, слои кровли обрушаются, заполняя выработанное пространство. Вместе с тем метан, находящийся в сорбированном состоянии в углепородном массиве, высвобождается и заполняет возникшие пустоты и трещины.

Самое опасное динамическое воздействие оказывает зона активного горного давления от действующих очистных забоев в радиусе не менее 250 м от забоя во всех направлениях. Свободный газ, находящийся под высоким давлением в замкнутом пространстве, является основным источником энергии, вызывающим возникновение внезапных выбросов угля и газа в шахтах.

Внезапные выбросы при приближении забоя к опасным зонам происходят в результате совокупного разрушающего действия на призабойную часть пласта газового и переменного во времени повышенного горного давления, максимум которого приходится на момент обрушения основной кровли. Чем больше давление газа и мощность пласта, тем больше должно быть расстояние от забоя до границы опасной зоны.

Процессы обрушения основной кровли, сдвигание горных пород и сопутствующие им объёмы газовыделения имеют периодический характер с общим, единым периодом, который определяется шагами обрушения основной кровли [3]. В некоторых случаях, когда в кровле разрабатываемого пласта залегают пласты спутники или отщепившиеся угольные пачки, газовыделение становится настолько обильным, что концентрация метана мгновенно повышается до взрывоопасных значений, что приводит к остановке ведения очистных работ в связи с загазированием горных выработок.

При дальнейшем развитии процесса разгрузки, обрушившиеся породы становятся опорой для вышележащих прогибающихся пород. По мере удаления от выработанного пространства вверх по нормали сдвигание пород приобретает более плавный характер, деформаций-растяжений, сжатий становятся малыми по величине, трещиноватость исчезает, сменяясь прогибом пород без разрыва сплошности и расслоений.

Для расчёта шага обрушения основной кровли на сегодняшний день разработаны различные методики. Но в связи с тем, что в расчётах используется сочетание ряда геолого-технологических составляющих, таких как: крепость пород, объёмный вес, мощность пород кровли, вынимаемая мощность, скорость подвигания очистного забоя и т.д., при получении фактических данных о посадке кровли возникают некоторые расхождения с расчётными показателями.

Причиной этого могут служить в первую очередь производственные нюансы, влияющие на скорость подвигания очистного забоя, а так же изменение физико-механических свойств горных пород и мощности пород кровли лавы, особенно в очистных забоях, имеющих большую длину. Так как формирование опасных зон, представленных на рис. 1, напрямую зависит от технологии и скорости подвигания очистного забоя, то и их расчёт может стать достоверным только при стабильном плановом подвигании очистного забоя, которое учитывалось при расчёте газовыделения.

Из геологических факторов на увеличение газовыделения в выработанное пространство в первую очередь влияет газовыделение от отщепившихся угольных пластов и пластов спутников залегающих в кровле разрабатываемого пласта на расстоянии 35- 40 вынимаемых мощностей, а так же угольных пластов залегающих в почве разрабатываемого пласта до глубины 35 м от почвы разрабатываемого пласта. Особенно сложно рассчитать газовыделение с таких пластов и пропластков, если в границах тела лавы значительно изменяется расстояние от разрабатываемого пласта до источника газовыделения.

Таким образом, изменение геологических условий, технических возможностей в части стабильности подвигания очистного забоя и периодическая посадка основной кровли являются причинами, создающими погрешность в расчете общего газовыделения в выемочный участок. Т.е. геомеханические и газодинамические процессы, возникающие в результате ведения горных работ, являются взаимосвязанными процессами и представляют собой сложно прогнозируемую систему.

Увеличение природной газоносности угольных пластов и пропластков, низкий коэффициент эффективности предварительной дегазации и обильное газовыделение в выемочный участок обязывают уделять особое внимание обеспечению безопасности угледобычи.

Для решения проблемы снижения высокой природной газоносности к моменту начала ведения горных работ по пласту предлагается внедрение заблаговременной дегазации участка с применением геологоразведочных скважин, намеченных к бурению при производстве разведочных работ по проектируемому участку. Используя разведочные скважины в сочетании с различными схемами заблаговременной дегазации и методами воздействия на углеродный массив с целью повышения газоотдачи, можно существенно снизить природную газоносность. А так же обеспечить безопасные условия труда, так как возникает возможность дегазировать не только угольные пласты, имеющие рабочую мощность, но и пласты спутники, пропластки и отщепившиеся угольные пачки.

Литература

1. Шубина Е.А., Брылин В.И., Лукьянов В.Г. Проведение заблаговременной дегазации угольных пластов с использованием геологоразведочных скважин // ФГБОУ ВПО НИ ТПУ., 2014.
2. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. Макеевка-Домбасс. Научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности., 1989. – 315 С.
3. Пак Г.А., Дрижд Н.А., В.Н. Долгонос В.Н. Взаимосвязь обрушений основной кровли с газодинамическими явлениями на угольных шахтах // Уголь – 2014. – С. 56-58.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ И ПЛАСТОВОЙ МИКРОФЛОРЫ

И.Г. Яценко, С.В. Лучкова

Научный руководитель доцент Т.О. Перемитина

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В последние годы растут объёмы добычи трудноизвлекаемых нефтей – вязких, парафинистых, высокосмолистых и тяжелых [4-6]. В связи с этим в настоящее время заметно возрос интерес к поиску путей повышения добычи трудноизвлекаемой нефти. Особая роль здесь отводится комплексным физико-химическим и микробиологическим методам увеличения нефтеотдачи пластов. Указанные методы повышения нефтеотдачи привлекают внимание достаточно высокой степенью экологической безопасности и относительно невысокими

экономическими затратами. Физико-химические свойства нефтей и условия их залегания влияют на видовой состав микрофлоры пластовых вод и пределы ее распространения в конкретных геолого-геофизических условиях.

Из комплексных физико-химических и микробиологических методов повышения нефтеотдачи наиболее перспективными являются методы, основанные на закачке в пласт вместе с водой веществ, которые имеют высокие нефтевытесняющие свойства и одновременно стимулируют рост и развитие отдельных групп эндемичной микрофлоры. Применение данных методов позволяет значительно повысить коэффициент нефтеотдачи за счет уменьшения вязкости нефти, увеличения охвата пласта, снижения межфазного натяжения на границе раздела «нефть – вода – порода», увеличения подвижности пластовых флюидов и прироста коэффициента нефтевытеснения. Однако решение задач повышения эффективности указанных методов сдерживается недостаточной изученностью зависимости численности и активности пластовой микрофлоры от химического состава нефтей и условий их залегания, что и определило основную цель данной работы.

Исследованы физико-химические свойства нефти и микробиологические процессы месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями России: Советского, Самотлорского, Лас-Еганского, Малореченского, Усть-Балькского, Шингинского, Северного, Вахского, Ван-Еганского, Русского, Талинского, Урманского, Крапивинского, Арчинского, Западно-Крапивинского (Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна), Ульяновского (Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна), Усинского (Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна); Монголии: Зуунбаян, Цаган-Элс (Восточно-Гобийского нефтегазоносного бассейна) и Тамсагбулаг (Тамсагбулагского нефтегазоносного бассейна); Вьетнама – Белый Тигр (бассейна Вунг-Тау) и Китая – Фуларти (бассейна Сунляо). Месторождения характеризуются широким диапазоном пластовых температур, давлений, pH и величин окислительно-восстановительного потенциала пластовых и закачиваемых вод.

По результатам проведенных микробиологических исследований пластовых вод сформирован многомерный массив данных, где дана характеристика образцов проб пластовых вод (табл. 1). Известно, что для размножения бактерий необходимо обеспечить подходящие условия. К ним относятся кислотность среды (pH), окислительно-восстановительный потенциал (Eh) и минерализация пластовой воды, которые влияют на скорость роста, выход биомассы, метаболизм и химический состав бактерий. Водородный показатель pH характеризует активность ионов водорода, многие виды бактерий растут в относительно узком интервале pH, а большинство из них – при значениях pH, близких к 7. По нашим данным величина pH изменяется для исследованных образцов от 6,5 (месторождения Арчинское, Зуунбаян и Цаган-Элс) до 8 (Белый Тигр). Чем более положительна величина окислительно-восстановительного потенциала Eh, тем выше концентрация окислителя по отношению к восстановлению в растворе. При высоких положительных значениях Eh, обусловленных присутствием растворенного кислорода, подавляется рост анаэробных бактерий. В образце пластовой воды Усинского месторождения самый высокое значение Eh – более 250 мВ. В табл. 1 приведен перечень основных физико-химических характеристик нефтей, информация о которых извлекается из базы данных (БД) о физико-химических свойствах нефти ИХН СО РАН [1, 5]. Геофизические характеристики пластов исследуемых месторождений включают: глубину пласта, температуру (Тпл), давление (Рпл), проницаемость породы, обводненность продукции и др.

Таблица 1

Перечень микробиологических показателей пластовой воды и физико-химических свойств нефти

Характеристики	Исследуемые свойства
1. Физико-химические и микробиологические показатели пластовой воды	1.1 Степень кислотности или щелочности воды, в ед. pH
	1.2 Окислительно-восстановительный потенциал Eh, мВ
	1.3 Минерализация, г/л
	1.4 Численность гетеротрофов, тысяч клеток/мл
	1.5 Численность сульфовосстанавливающих бактерий (СВБ), тысяч клеток/мл
	1.6 Численность денитрифицирующих бактерий (ДНБ), тысяч клеток/мл
	1.7 Численность углеводородокисляющих бактерий (УОБ), тысяч клеток/мл
2. Физико-химические свойства нефти	2.1 Плотность, г/см ³
	2.2 Вязкость при 20 °С, мм ² /с
	2.3 Содержание серы, % мас.
	2.4 Содержание смол, % мас.
	2.5 Содержание асфальтенов, % мас.
	2.6 Содержание твердого парафина, % мас.

Для проведения комплексного анализа сформирован многомерный массив данных, включающий описание 23 образцов нефтей и пластовых вод с использованием 13 характеристик (табл. 1). На первом этапе была проведена классификация данных с использованием программы комплексного анализа многомерных данных на основе метода кластерного анализа, описанного в [2, 3]. При этом использован алгоритм кластеризации, реализующий метод максимального локального расстояния, что позволило разделить все объекты исследования на два однородных класса в исходном 13-ти мерном пространстве. В первый класс вошли 15 образцов, во второй класс – 8 образцов пластовой воды и нефти из 23 пластов рассматриваемых месторождений.

На втором этапе был проведен МГК-анализ данных [3]. Получено для первой и второй главных компонент $F_1=39,74\%$ и $F_2=33,62\%$, т.е. первая и вторая главные компоненты, описывают в сумме более 70 % всей информации, что позволяет произвести переход из 13-ти мерного пространства признаков в пространство двух первых главных компонент F_1 и F_2 .

Для проведения сравнительного анализа и выявления наиболее значимых физико-химических показателей был проведен МГК-анализ массивов данных о физико-химических свойствах нефтей для двух классов исследованных образцов нефти. Установлено, что наиболее значимыми показателями для образцов двух классов из 6, приведенных в табл. 1, являются вязкость нефти (при 20 °С) и содержание твердого парафина в нефти. Образцы нефти 1 класса отличаются максимальными значениями вязкости нефти при 20 °С, а образцы нефти месторождений 2 класса обладают наибольшими значениями содержания твердого парафина в нефти.

Для выявления наиболее значимых микробиологических свойств пластовой воды был проведен МГК-анализ массивов данных о микробиологических свойствах пластовой воды для двух классов образцов пластовой воды. Наиболее значимыми показателями для образцов двух классов являются численность гетеротрофов, ДНБ и окислительно-восстановительный потенциал (Eh). Образцы пластовой воды 1 класса отличаются наибольшими значениями увеличенной численности гетеротрофов, а образцы пластовой воды 2 класса обладают наибольшими значениями численности значением денитрифицирующих бактерий (ДНБ).

Сопоставление результатов, позволяет выявить следующие важные закономерные взаимосвязи между свойствами пластовой микрофлоры и физико-химическими характеристиками нефтей. Так, образцы 1 класса показывают, что в пластах вязкой нефти пластовые воды имеют наибольшее количество гетеротрофов. А из анализа данных 2 класса следует, что в пластах с парафинистыми нефтями пластовые воды характеризуются высокой численностью ДНБ. Образцы пластовой воды первого класса отличаются наибольшими значениями численности гетеротрофов, в том числе углеводородокисляющей микрофлоры. Образцы пластовой воды второго класса характеризуются наибольшей численностью анаэробных микроорганизмов, в том числе ДНБ. Физиологическая группа ДНБ способна восстанавливать нитраты до нитритов и свободного азота. Некоторые представители группы денитрификаторов также принимают участие в процессах окисления углеводов.

В результате проведенных исследований выявлено, что пластовые воды месторождений вязкой нефти (1 класс) характеризуются максимальными значениями Eh, что обусловлено присутствием растворенного кислорода и создает условия для развития аэробной гетеротрофной микрофлоры, в том числе углеводородокисляющей. Пластовые воды месторождений вязкой парафинистой нефти (2 класс) с меньшими значениями Eh, определяемые в диапазоне от 60 до 100 мВ, что создает условия для развития анаэробной микрофлоры, в том числе ДНБ. Полученные результаты имеют научную и практическую значимость. Выявленные закономерности позволяют прогнозировать микробиологические процессы в условиях нефтяного пласта по известным физико-химическим характеристикам нефтей, представленных в базе данных ИХН СО РАН, что может быть практически использовано при совершенствовании технологий повышения нефтеотдачи пластов.

Литература

1. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю. М., Яценко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. – М., 2000. – № 2. – С. 49 – 51.
2. Лучкова С.В., Перемитина Т.О., Яценко И.Г. Применение программного комплекса анализа многомерных данных на основе нечеткого и статистического моделирования // Информационные технологии. – М., 2014. – № 1. – С. 24 – 30.
3. Перемитина Т.О. Программный комплекс для анализа многомерных данных на основе сочетания метода главных компонент и геоинформационных технологий // Информационные технологии. – М., 2005. – № 5. – С. 40 – 43.
4. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Тяжелые нефти: закономерности пространственного размещения // Нефтяное хозяйство. – М., 2007. - № 2. – С. 110 – 113.
5. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – М., 2004. – № 2. – С. 18 - 28.
6. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Анализ пространственного распределения тяжелых нефтей и изменений их физико-химических свойств // Геология нефти и газа. – М., 2013. - № 4. – С. 57 – 64.
7. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. География высокомолекулярных нефтей и особенности их физико-химических свойств // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2011. – Т. 318. – № 1. Науки о Земле. – С. 99 – 102.

СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

ПРИВОДЫ ДЛЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

В.Г. Крец, к.т.н, доцент

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существует несколько основных видов приводов запорной трубопроводной арматуры (задвижки, краны): ручной, электропривод, пневмогидропривод, пневмопривод, гидропривод, привод с механическими редукторами.

Ведущие российские трубопроводные системы в настоящее время в своих долгосрочных программах нацелены на импортозамещающее оборудование. В свое время единственным в стране производителем электроприводов для запорной арматуры магистральных нефтепроводов был завод "Тулаэлектропривод". Основным элементом привода этого завода являлась классическая червячная передача, имеющая большие габариты и подверженная быстрому износу, что в итоге снижало надежность изделия. В связи с этим приходилось закупать электроприводы за рубежом. Для решения стратегических задач ОАО "АК "Транснефть" по организации производства импортозамещающего оборудования было принято решение о создании в ОАО "Центрсибнефтепровод" специального конструкторского бюро и организации производства электроприводов на ЗАО "ТОМЗЭЛ". В основу конструкции электропривода была положена разработка принципиально новой волновой передачи с промежуточными телами качения, созданной сотрудниками кафедры прикладной механики ТПУ и имеющей высокую надежность и точность. В результате было начато производство электроприводов на ЗАО "ТОМЗЭЛ"(сайт предприятия). ЗАО "ТОМЗЭЛ" - это по сути, принципиально новое предприятие, со структурой, необходимой для серийного производства. Это продукция – более 20 наименований для задвижек всего необходимого типоразмерного ряда трубопроводных систем, 1 вид неполноповоротных приводов, приводы дисковых регулирующих затворов. Некоторые виды приведены ниже.

Взрывозащищенные неполнооборотные электроприводы «ЭПП-1800/2500/6000», с двусторонней муфтой ограничения крутящего момента предназначенные для эксплуатации в составе шаровых кранов DN 100...350 PN до 16,0 МПа (с перепадом давления на затворе до PN) в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002.

Взрывозащищенные электроприводы «ЭПЦ-10000/15000/20000/35000/50000» предназначены для эксплуатации в составе запорной арматуры (задвижки клиновые, задвижки шибберные) DN 800.1200 PN 8, 0.15,0 при перепадах рабочего давления на затворе от 3,0 МПа до 11,0 МПа в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002.

Взрывозащищенный электропривод "АТЛАНТ" ТУ 3791-011-00139181-2002 предназначен для эксплуатации в составе запорной и запорно-регулирующей арматуры в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002, имеющий функцию передачи информации о состоянии составных частей изделия, включая диагностику (срабатывание защит, режим работы и т.д.), на встроенный позиционный дисплей и через системы АСУ ТП или телемеханики на центральный пункт оператора.

Взрывозащищенные электроприводы «ЭПЦ 100-10000» с блоком электронного управления (БУР) имеют малую массу и небольшие габариты. Главным достоинством этих электроприводов является компактный волновой редуктор с промежуточными телами качения, имеющий высокие нагрузочные характеристики, точность, плавность, надежность и долговечность.

Интеллектуальный привод "АНГСТРЕМ". Предназначены для многофункционального управления запорно-регулирующей арматурой трубопроводов (Ду 100-1200 мм, Ру 1.0-8.0МПа).

Взрывозащищенный электропривод «ЭПЦ-10000А» ТУ 3791-003-00139181-97 с электромеханическим блоком управления.

Электроприводы марки «МИРД-400/600/1100» предназначены для эксплуатации в составе затворов дисковых регулирующих DN 350/400/500/600/700 PN 8,0 МПа в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ Р 51330.9 и ПУЭ, в которых возможно образование паро- и газовоздушных смесей категорий ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3 по классификации ГОСТ Р 51330.5, ГОСТ Р 51330.11, ПУЭ.

Электроприводы «МИРД-400/600/1100» для управления затворов дисковых регулирующих Ду 350-700 PN 8,0 МПа имеют малую массу и небольшие габариты. Главным достоинством этих электроприводов является компактный волновой редуктор с промежуточными телами качения, имеющий высокие нагрузочные характеристики, точность, плавность, надёжность и долговечность.

Взрывозащищенные электроприводы с электромеханическим блоком управления ЭПЦМ-100; ЭПЦМ-400; ЭПЦМ-800; ЭПЦМ-1000; ЭПЦМ-4000; ЭПЦМ-10000 ТУ 3791-035-00139181-2012. Предназначены для эксплуатации в составе запорной арматуры (клиновых задвижек DN 50-1200 PN 1,6-25,0 МПа и шибберных задвижек DN 100-1200 PN 1,6-12,5 МПа с максимальным моментом до 7000 Нм) магистральных нефте-, продуктопроводов в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002.

Таким образом, для повышения надежности работы нефтепроводов и газопроводов имеются долгосрочные программы по поддержке отечественных разработчиков и изготовителей приводов запорной арматуры, разработаны и внедряются современные конструкции приводов. Они отвечают требованиям нефтегазовых компаний России и кроме того это- импортозамещающее оборудование.

Литература

1. Машины и оборудование для строительства и эксплуатации газонефтепроводов и хранилищ: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 328 с.
2. <http://www.arm.oilru.ru/catalog/group/product/?1816>
3. <http://www.uppo.ru/production/nefteprod/pnevmo/>
4. http://tpp-partner.ru/pnevmogidroprivody_ptpa

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ ТРУБ ТИПА VAM

С.В. Багрянцев

Научный руководитель профессор В.Б. Опарин

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В процессе бурения и эксплуатации скважин нефтяники сталкиваются с множеством негативных явлений, связанных с постоянным усложнением геолого-географических и технико-технологических условий. Весьма немаловажная роль в этих процессах отводится обсадным трубам.

Было проведено исследование конструкции резьбового соединения обсадных труб типа VAM для вывода оптимальных режимов эксплуатации, а именно оптимизации значения момента свинчивания, определения зависимости несущей способности конструкции от момента свинчивания и анализа герметичности соединения ниппель-муфта.

В качестве объекта исследования принята обсадная труба типа VAM диаметром 168,3мм с толщиной стенки 8,94мм группы прочности «Е» [1, 2, 3]. Для получения напряженно-деформированного состояния конструкции в сборе была использована универсальная программная система «ANSYS», с использованием метода конечных элементов на фактической математической модели, обладающей всеми свойствами реального объекта.

В результате проведенного эксперимента были получены значения контактных давлений между поверхностями уплотнительной и резьбовой частью ниппеля и муфты. Используя значения контактных давлений, зная радиусы контактирующих поверхностей и приняв некоторый коэффициент трения можно определить значения крутящих моментов, требуемых для свинчивания и построить диаграмму момента свинчивания (рис.1).

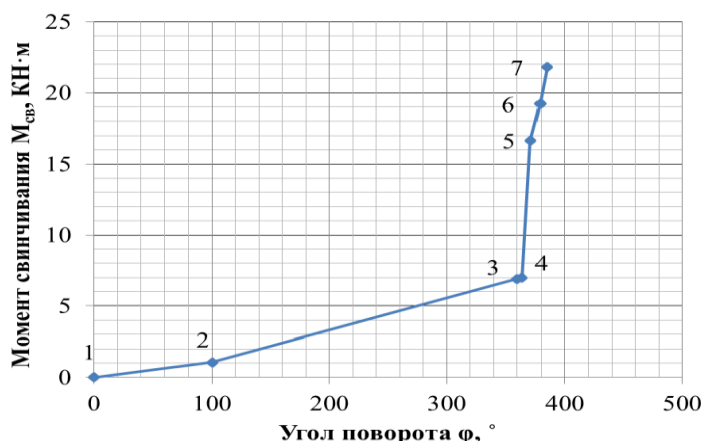


Рис.1 Диаграмма момента свинчивания

С последовательным увеличением натягов в процессе свинчивания конструкции происходит увеличение момента требуемого для свинчивания, точки 1, 2, 3 (рис.1). После контакта тоцов по поверхности, точка 4 (рис.1), происходит резкое увеличение момента свинчивания, точки 5, 6, 7 (рис.1), и пластическое деформирование торца уплотнения, что может привести к его разрушению, следовательно следует придерживаться численного значения крутящего момента не более 7 кН*м.

К соединению, свинченному с помощью пяти различных моментов, соответствующим точкам 3, 4, 5, 6, 7 (рис.1), пять раз была приложена растягивающая нагрузка от 0 до 270 тонн, с шагом 45 тонн. Вследствие чего были получены зависимости возникших напряжений в соединении от приложенной нагрузки (рис.2).

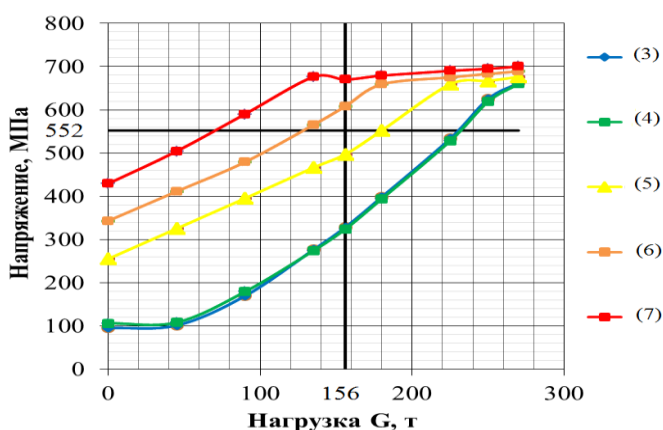


Рис.2 Диаграмма несущей способности

Горизонтальная черная линия (рис.2) численно равна пределу текучести данного материала, 552 МПа [2]. Вертикальная черная линия (рис.2) численно равна номинальному весу колонны обсадных труб, 156 тонн [2].

Следовательно при увеличении крутящего момента при свинчивании соединения, несущая способность конструкции снижается, что может привести к разрушению конструкции при меньших нагрузках чем номинальные.

Для обеспечения герметичности резьбового соединения необходимо чтобы контактные давления в уплотнительной части превышали рабочее давление внешней среды. Для рассмотренной конструкции резьбового соединения эксплуатационное давление $P_{\text{экспл}} = 50$ МПа [2, 3].

Также были получены значения контактных давлений в уплотнительной части резьбового соединения соответствующих пяти различным моментам свинчивания, соответствующим точкам 3, 4, 5, 6, 7 (рис.1), при условии растяжения, которое было описано ранее. Зависимость контактных напряжений от приложенной нагрузки были представлены в виде диаграммы (рис.3).

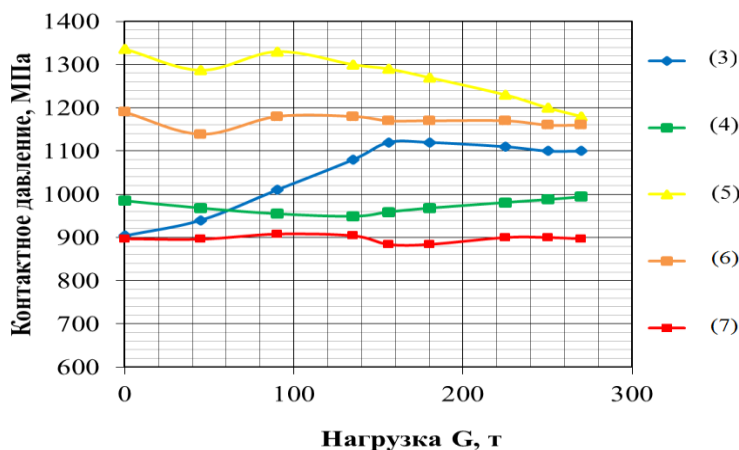


Рис.3 Диаграмма контактных давлений

Проанализировав диаграмму контактных напряжений (рис.3) можно сказать что уплотнительная часть конструкции герметична на всем пути нагружения при любом из выбранных моментов свинчивания, так как контактные напряжения в разы превышают эксплуатационное давление.

Метод конечных элементов позволяет моделировать резьбовые соединения различных конструкций и анализировать их состояние в условиях различных нагружений. Это позволяет, не прибегая к промышленным испытаниям моделировать работу, как уплотнительной части, так и соединения в целом.

Построенные модели соединений позволяют получить и другие результаты, полезные как для специалистов проектирующих резьбовые соединения труб, так и для специалистов, использующих, трубы данных типов на практике.

Литература

- ГОСТ 632-80 «Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия» - Москва, 1989 – 70с.

- ГОСТ Р 51906-2002 «Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов и резьбовые калибры для них. Общие технические требования» - Москва, 2002 – 53с.
- ГОСТ Р 53365-2009 «Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования» - Москва, 2009 – 39с.

МОБИЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СОРБЕНТА НА ОСНОВЕ ТОРФА, ДЛЯ УДАЛЕНИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.С. Базаров

Научный руководитель ассистент К.А. Кувшинов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяная отрасль является главной на сегодня для мировой экономики, поэтому добыча нефти постоянно увеличивается, что сопровождается значительным загрязнением окружающей среды. Нефть входит в список десяти главных загрязнителей биосферы. Наибольшую опасность представляют разливы нефти.

Разливы нефти могут произойти на любом из этапов добычи, хранения или транспортировки нефти. Потенциальными источниками разливов нефти можно назвать фонтанирование скважины во время подводной разведки или добычи, выбросы или утечки из подводных трубопроводов, утечки из резервуаров для хранения нефтепродуктов, располагающихся на суше, или утечки из трубопроводов в береговой зоне, а также аварии при транспортировке.

Неоспоримо, что загрязнения от разливов нефти наносят огромный ущерб биологическому равновесию окружающей среды и являются причиной всего комплекса проблем, который отрицательно влияет не только на флору и фауну, но также на людей и экономику.

Процесс ликвидации аварийного разлива нефтепродуктов условно состоит из трех стадий: первая – локализация разлива, вторая – сбор и извлечение продукта, третья – транспортировка собранного продукта к месту переработки или утилизации [1].

На российском рынке представлены следующие виды сорбентов: продукты минерального происхождения, продукты органического происхождения, синтетические продукты и полимеры.

В качестве сырья для производства сорбентов на основе органического сырья используются: торф, лузга гречки и подсолнечника, шелуха овса и риса, чёрная скорлупа грецкого ореха, кукурузные початки (отходы), отходы переработки трав, опавшая листва, солома, камышовая сечка, соцветия тростника.

Из существующих и перспективных направлений ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов выделяются механические методы, осуществляемые с помощью сорбентов. В качестве природных сорбентов используются материалы на основе угля, торфа.

В основном сорбенты получают в стационарных условиях. Пример изготовления сорбента в стационарных условиях приведен на рисунках 1,2 [2].

Качество сорбента, полученного в стационарных условиях высокое, однако существенным недостатком является большие габариты установки по производству сорбента, а также большие расстояния от места добычи исходного сырья, до места его переработки. Создание же мобильного устройства для получения сорбента из торфа позволит в непосредственной близости от места разлива нефти или нефтепродуктов оперативно изготовить необходимое количество сорбента, что в свою очередь позволит снизить затраты по сравнению с получением сорбента в стационарных условиях. Данное устройство представлено на рисунке 2.

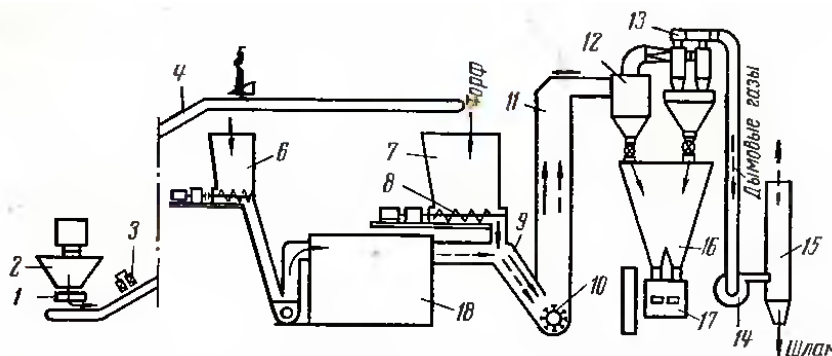


Рисунок 1. Технологическая схема торфобрикетного завода с шахтно-мельничной сушилкой

1 – питатель; 2 – бункер сырья; 3 – магнитный сепаратор; 4 – ленточный транспортер; 5 – плужковый сбрасыватель; 6 – бункер топки; 7 – бункер сушилки; 8 – шнек-дозатор; 9 – подсушивающий рукав; 10 – шахтная мельница; 11 – сепарационная шахта; 12 – первая ступень сухой очистки; 13 – вторая ступень сухой очистки; 14 – вентилятор; 15 – скруббер; 16 – бункер прессы; 17 – торфобрикетный пресс; 18 – топка

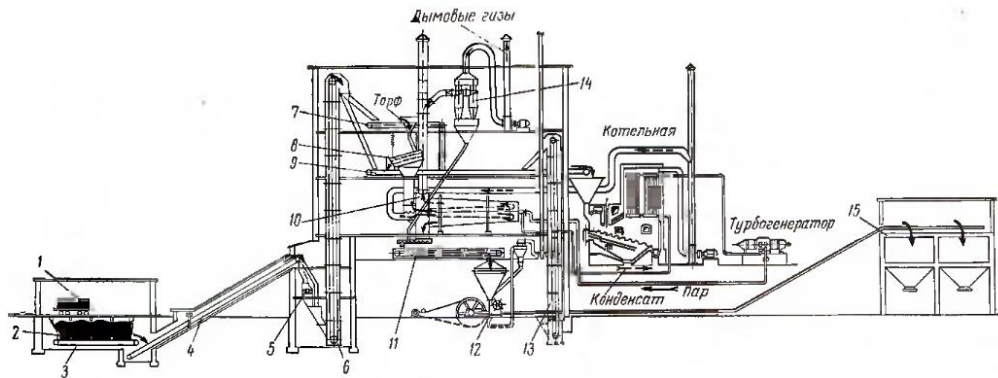
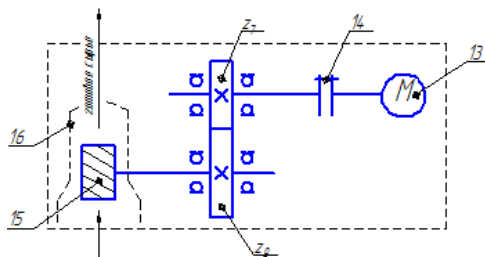


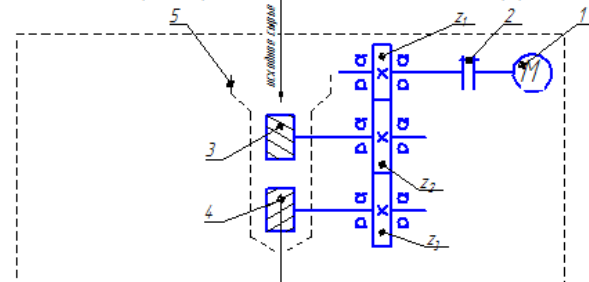
Рисунок 2. Технологическая схема торфобрикетного завода

1 – саморазгружающийся вагон узкой колеи; 2 – бункер сырья; 3 – пластинчатый питатель; 4 – ленточный транспортер; 5 – молотковая дробилка; 6 – ленточный элеватор; 7 – ленточный распределительный транспортер; 8 – грохот; 9 – ленточный транспортер отсева; 10 – парогазовая барабанная сушилка; 11 – скребковый транспортер сушенки; 12 – торфобрикетный пресс; 13 – элеватор; 14 – обеспыливающая установка сушилки; 15 – бункерный склад готовой продукции

Механизм окончательного измельчения торфа

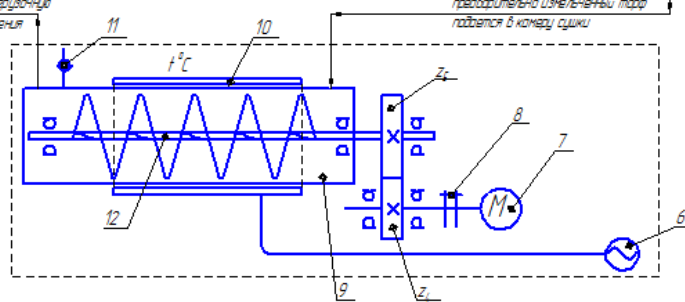


Механизм предварительного измельчения торфа



Высушенный торф подается в загрузочную камеру для дальнейшего измельчения

Устройства сушки торфа



предварительно измельченный торф подается в камеру сушки

Рисунок 3. Кинематическая схема мобильного устройства по изготовлению сорбента на основе торфа

На кинематической схеме показаны следующие устройства: механизм предварительного измельчения, который предназначен для измельчения низинного и/или переходного и верхового торфа, устройство сушки, которое работает по принципу выпаривания влаги под действием горячего воздуха, механизм окончательного измельчения, который предназначен для получения конечного продукта – сорбента.

В механизме предварительного измельчения позициями обозначены: 1 – двигатель, 2 – муфта, 3,4 – нож, 5 – загрузочная камера.

В устройстве сушки позициями обозначены: 6 – источник тока, 7 – двигатель, 8 – камера сушки, 10 – нагревающий элемент, 11 – клапан, 12 – шнек.

В механизме окончательного измельчения позициями обозначены: 13 – двигатель, 14 – муфта, 15 – нож, 16 – загрузочная камера.

Работает устройство следующим образом.

Электродвигатель 1 через вал передает движения на зубчатое колесо z_1 , которое в свою очередь вращает колеса z_2 , z_3 . В загрузочную камеру 5 подается сырой торф для предварительного измельчения, которое осуществляется ножами 3,4. Далее измельченный торф попадает в камеру сушки 8, где посредством вращения шнека, на который передается движение через зубчатую передачу z_4 , z_5 электродвигателем 6, торф постоянно находится в движении. Одновременно с загрузкой торфа в камеру сушки 8, источник тока 6 подает энергию к

нагревательному элементу 10, который разогревает воздух в камере 8. Для поддержания постоянной температуры на камере 8, установлен клапан 11. Сухой торф попадая в загрузочную камеру 16, подвергается окончательному измельчению ножом 15, на который электродвигатель 13 передает движение через зубчатую передачу z7, z8.

Данное устройство имеет довольно простую конструкцию, что позволит легко и без особых затрат его изготовить. Мобильное устройство данного типа не имеет аналогов, что несет собой большую актуальную значимость.

Литература

1. Луценко А.Н. О применении инновационных сорбентов и устройств для ликвидации разливов нефти и нефтепродукции.
2. Наумович В.М. Сушка торфа и сушильные установки брикетных заводов. – М.: Недра, 1971. – 280 с

ПРИЧИНЫ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ СУХИХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ УПЛОТНЕНИЙ ВАЛОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРОВ И СПОСОБЫ ИХ РЕШЕНИЯ

С.С. Васенин

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ведущие мировые производители турбомашин комплектуют новые компрессоры сухими газодинамическими уплотнениями, а многие производства, эксплуатирующие старые машины, проводят их модернизацию путем замены масляных уплотнений сухими [1]. Подобные усовершенствования предъявляют повышенные требования к культуре производства машин и их эксплуатации. В статье рассматриваются вопросы модернизации и эксплуатации сухих газовых уплотнений роторов турбомашин, которые являются одним из высокотехнологичных узлов компрессоров, насосов и турбин.

В области разработки, производства и модернизации существующего оборудования узлами сухих газовых уплотнений пионером является фирма "John Crane" (Великобритания), которая и сейчас занимает одно из лидирующих мест на мировом рынке уплотнений. На рынке бывшего СССР, ведущим производителем узлов сухих уплотнений является научно-производственная фирма "Грейс-инжиниринг" город Сумы, Украина. Российский рынок представлен Научно-производственным центром «Анод» Нижний Новгород.

Внешне сухое газодинамическое уплотнение выглядит и устроено по типу традиционного механического уплотнения (рис.1) и имеет те же основные детали и узлы – седло вращающееся кольцо, торец не вращающееся кольцо, пружины, втулки, ленты допуска. Основное отличие заключается в канавках, выполненных на седле ионным травлением глубиной 1-8 мкм.

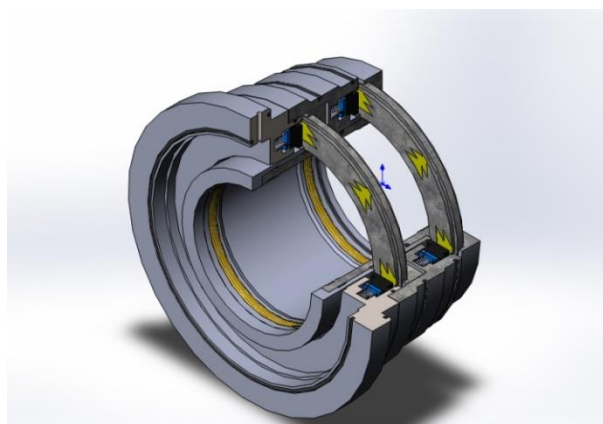


Рис. 1 Внешний вид сухого газодинамического уплотнения

Канавки занимают значительную часть рабочей поверхности кольца более 50%. Поверхность на внутреннем диаметре и не имеющая канавок называется дамбой. Дамба и канавки являются главными факторами в работе бесконтактного уплотнения [2].

По данным фирмы "John Crane" в 90% основными причинами выхода из строя сухого газодинамического уплотнения, является загрязнение уплотнительной пары. Загрязнение происходит в следующих случаях:

1. Миграция масла из подшипниковой камеры в уплотнительную пару
2. Попадание процессного (компримируемого) газа в уплотняющую пару
3. Низкое качество уплотняющего газа

Для снижения вероятности загрязнения уплотнения существует ряд предложений. Основной задачей нововведений является защита от загрязнения уплотняющей пары торец-седло. Как правило, в большинстве

случаев в качестве уплотняющего газа используют тот же газ, что и компримируется в компрессоре, только прошедший очистку и осушку. Этот газ подается в патрон СГУ под давлением выше компримируемого газа не менее чем на 2 кгс/см^2 . Таким образом, возникает область высокого давления в уплотняющей паре, которая не дает миграции процессного (менее чистого) газа в уплотнение. А уплотняющий газ (сухой) все же мигрирует в процессную камеру. В случае, когда происходит снижение давления в уплотнение, процессный (грязный) газ мигрирует в уплотнение. В связи с попаданием грязного газа в уплотнение, нарушаются его теплофизические и динамические характеристики. Уменьшается теплопроводность, изменяется зазор между уплотнительной парой, возможно залипание и растрескивание кольца на торце. Предотвратить это можно путём реконструкции уплотнения с установкой запирающего поршня в сообщающийся канал камер процесса и уплотнения. Запирающий поршень будет срабатывать автоматически, и изолировать обе камеры в случае снижения давления в уплотняющей камере. Как следствие в результате конструкционных изменений уплотнения будет исключена возможность попадания процессного газа в уплотняющую камеру в результате снижения давления уплотняющего газа см. рис 2.

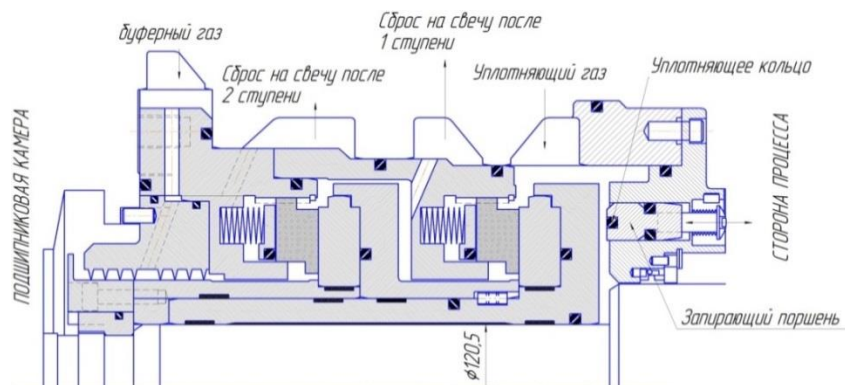


Рис. 2 Конструкция сухого газодинамического уплотнения «John Crane AT28T» тандем с установленным запирающим поршнем

Следующей проблемой является миграция масла из подшипниковой камеры, на рис. 2 видно, что для защиты от загрязнения маслом используется лабиринтное уплотнение, в которое подается буферный газ. Буферный газ представляет собой воздух, либо азот, который нагнетается под давлением $1,2 \text{ кгс/см}^2$ с помощью компрессоров буферного воздуха (КБВ). Часть буферного воздуха уходит в подшипниковую камеру, а другая часть в уплотнение и выходит через свечу 2-ой ступени. Азот предпочтительнее использовать в качестве буферного газа, т.к. азот не образует взрывоопасной смеси с газом в отличие от воздуха. При получении азота снижается необходимость его постоянной фильтрации и очистки с помощью каскада фильтров (предварительной очистки и фильтров СГУ). Для получения азота предлагается новейшая панель управления СГУ предусматривающая обеспечение подачу азота [3]. По сравнению со стандартной конструкцией панели управления, в данной конструкции реализована дополнительная система подготовки технического воздуха, и система получения азота из сжатого воздуха. Особенностью данной панели стало применение новейших мембранных технологий в разделении сжатого воздуха и получение азота. Преимуществом данной панели является наличие системы подготовки и получения азота, смонтированной на единой раме вместе с системой подачи уплотнительного газа и системой контроля работоспособности СГУ. Это позволяет исключить дополнительную трубопроводную обвязку между системой СГУ и системой получения азота и уменьшить габариты и стоимость системы.

В результате проведенного анализа сухих газодинамических уплотнений, были выявлены основные причины их загрязнения в процессе эксплуатации и предложены пути модернизации с целью исключения загрязнения уплотнительной пары.

Было предложено изменение конструкции патрона сухого газодинамического уплотнения с установкой запирающего поршня, а также замены панели управления уплотнения для подачи в качестве буферного газа подготовленного азота из воздуха. Данные предложения позволят уменьшить либо исключить возможность загрязнения уплотняющей пары и всего уплотнения в целом, так же позволит снизить необходимость чистки уплотнения при демонтаже компрессора. И соответственно увеличить срок использования оборудования.

Литература

1. Компрессоры современное применение / Блох Х. Перевод с англ. Л.Н. Кодомского под ред. Т.С. Дегтяревой, А.А. Курганова. - М.: Техносфера, 2011. – 257 с.
2. Торцевые уплотнения валов / Мельник В.А. - М.: Машиностроение, 2008. – 317 с
3. Газовая смазка / Пешти Ю.В. - М.: МГТУ, 1993. – 381 с.

КОНСТРУКЦИИ ПЛУНЖЕРНЫХ ГАЗЛИФТОВ

Донг Ван Хоанг, А.Е. Давыдова

Научный руководитель: доцент, В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия,

Первые установки плунжерного лифта разработаны 1924 г. в США, позже появились отечественные разработки. Плунжерный лифт (от англ. plunge - нырять, погружаться) - устройство для подъема жидкости из скважины за счёт энергии газа, находящегося под давлением. Используется для подъема жидкости из нефтяных и газовых скважин. Некоторые конструкции плунжеров при движении вверх позволяют проводить самоочистку насосно-компрессорных труб (НКТ) от парафина и гидратообразований, выполняя роль скребка. Установка может применяться в искривленных или наклонно-направленных скважинах, а также в скважинах со значительным содержанием парафина, песка и других тяжелых включений [1,5].

Существуют установки плунжерного лифта, добывающие на скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промысловой практике применяют два типа плунжерного лифта [2]:

- с управлением циклов
- без управления.

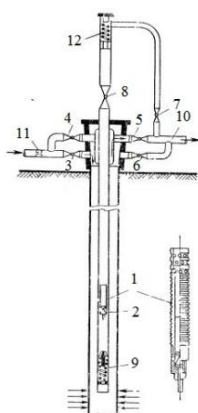


Рис. 1 - Плунжерный газлифт без управления (система Юза)

1-плунжер; 2-клапан; 3, 4, 5, 6, 7, 8 - задвижки; 9 - пружина забойного амортизатора; 10 - выкидная линия; 11 - газопровод, 12 - лубрикатор

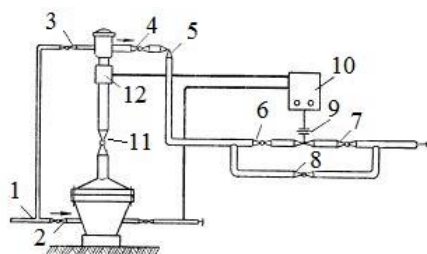


Рис. 2 - Поверхностное оборудование установки плунжерного газлифта, регулируемого контроллером времени циклов

1 - газопровод; 2 - клапан; 3, 4, 6, 7, 8, 11 - задвижки; 5 - игольчатый вентиль штуцера; 9 - управляемый клапан; 10 - электронный контроллер; 12 - лубрикатор

Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малодебитных скважинах по некоторым причинам:

- Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;

- Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;

- Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

К таким установкам относится и установка непрерывного действия, разработанная ВНИИгазом в 1963 г. и использовалась на ряде отечественных месторождений [5].

Чтобы получить экономический эффект при добыче малодебитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта с управлением циклов. Система управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени. В независимости от типа контроля работы получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера.

К установкам плунжерных лифтов с управлением циклов можно отнести установку Ижевского механического завода [1], предназначенную для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м³/сут при газовом факторе более 200 м³/м³. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовым фактором (ТОО СП «Акселсон-Кубань»).

Эффективность работы вышеописанных конструкций много зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:

- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;
- плунжер типа "летающий клапан"
- постоянного наружного диаметра;
- комбинированный, предназначенный для скважин с разно размерной колонной насосно-компрессорных труб.

С 1963 г. в России начали применять плунжерный лифт в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан» [3]. Особенность конструкции данного плунжера состоит в том, что цилиндрический корпус и шар механически не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и, как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их нецилиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятиям кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб [4].

С целью повышения надежности работы клапана в условиях ударных нагрузок, а также снижения расхода рабочего агента при эксплуатации скважин разработана на ОАО "Томский электро - механический завод" новая конструкция летающего клапана (рис. 3), позволяющая улучшить эффективность работы установок плунжерного газлифта [4].

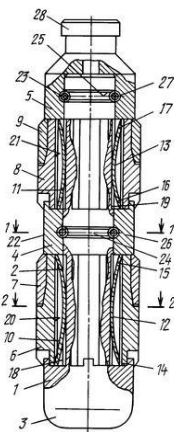


Рис. 3 - Летающий клапан для плунжерного лифта
 1-ступенчатая наковальня; 2-стержень; 6, 7, 8, 9-плашки; 10, 11-рессоры; 22, 23-кольцевые разрезные пружинные шайбы; 24, 25, 26, 27-канавки; 28-ловительная головка

Таким образом, разрабатываются более совершенные конструкции плунжерных газлифтов, которые позволяют поднимать нефть и жидкости из скважин, оборудованные подъемными колоннами малых и больших диаметров. Выбор оптимальной конструкции плунжера обеспечивает эффективность работы в установках для подъема жидкости из нефтяной и газовой скважин.

Литература

1. Нефтепромысловое оборудовании комплект каталогов / Под ред. В.Г. Креца, В.Г. Лукьянова - Томск: Изд-во Томск. ун-та, 1999 г. 898 с.
2. Силаш А. П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть I. Пер. с англ. - М. Недра, 1980 г. - 375 с.
3. Шулятиков И.В., Мельников И.В. Технология и оборудование для повышения производительности газовых скважин на заключительном этапе разработки газовых скважин / Территория нефтегаз, 2009, № 5.
4. Башлыков Ю.М., Аньшин В.В., и др. Летающий клапан для плунжерного лифта (Патент RU 2211375)
5. Российская газовая энциклопедия. Под ред. Р.И. Вяхирева и др.: Изд-во Большая Российская энциклопедия, 2004 г.
6. Шулятиков В.И., Маловичко Л.П., и др. Автоматизирование технологии для эффективной эксплуатации скважин / Газовая промышленность, 2002, № 12.

КОНСТРУКЦИИ ВРЕМЕННЫХ ДОРОГ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА**Донг Ван Хоанг, А.Е. Давыдова**

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Строительство и ремонт магистральных трубопроводов ведется в различных природно-климатических, гидро- и геокриологических условиях, сочетание которых в значительной мере предопределяет технологию выполнения земляных работ. Проведению основных земляных работ, как правило, предшествуют подготовительные работы. В Сибири и на Севере европейской части России, в большинстве своем трубопроводы больших диаметров (1020, 1220 мм) проходят по болотистой местности. Протяженность участков болот, по которым проходят трубопроводы, составляет десятки и сотни метров, а в отдельных случаях — десятки километров. Способы производства строительно-монтажных работ на болотах и в заболоченной местности должны определяться проектами организации строительства.

Временные дороги предназначены для бесперебойного подвоза материалов, машин, оборудования и прохождения строительной техники в течение всего периода строительства, в любое время года и при любой погоде (ВСН 2-105-78 «Инструкции по строительству временных дорог для трубопроводного строительства в сложных условиях (на обводненной и заболоченной местности)). Временные дороги для трубопроводного строительства подразделяются: вдольтрассовые, подъездные, технологические.

На обводненных участках и болотах I и II типов применяют следующие временные дорожные конструкции [ВСН 2-105-78]:

- а) Дороги с покрытием низшего типа:
 - деревогрунтовые (лежневые);
 - сборно-разборные (колейные и сплошные) с деревянным покрытием;
 - зимние;
 - ледовые переправы.
 - из грунтов, улучшенных добавками;
- б) Грунтовые дороги без покрытия (земляное полотно)
- с) Дороги с покрытием переходного типа:
 - гравийные и щебеночные;
 - сборные с покрытием из железобетонных плит.

Анализ сборно-разборных дорожных покрытий показал, что в основном это конструкции колеяного и сплошного типа с шарнирно- или свободно объединенными элементами. Поэтому их применение ограничивается болотами I типа.

С учетом условий и специфики проведения аварийно-восстановительных работ на магистральных трубопроводах, проложенных на болотах, было разработано несколько типов сборно-разборных дорожных покрытий и рабочих площадок: СРДП-1, СРНП-1, СРРП-2, СРПН-3. В том числе покрытие СРДП нашли широкое применение в военной промышленности.

Сборно-разборные покрытия СРДП-1 и СРНП-1 наиболее перспективны для устройства временных подъездных путей, необходимых для проезда аварийной техники при ликвидации аварий на болотах I и II типов.

Сборно-разборная рабочая площадка СРРП-2 предназначена для размещения и маневрирования ремонтной техники и механизмов при проведении аварийно-восстановительных и ремонтно-профилактических работ на магистральных трубопроводах, проложенных на болотах I и II типов.

Сборно-разборное несущее покрытие СРНП-3 предназначено для устройства временных подъездных дорог к трубопроводам, проложенным на болотах III типа, а также для преодоления строительной техникой малых водных преград и участков болот с открытой водной поверхностью.

Сборно-разборное перекидное покрытие ПСРП-1 предназначено для обеспечения прохождения одноковшовых экскаваторов на колесном ходу с массой не более 25 т по грунтам с малой несущей способностью при вскрытии нефтепроводов для ремонта.

В последнее время с целью экономии средства на строительство дорог через болота и совершенствование технологии этого процесса были разработаны новые конструкции покрытий. Например, институтом ИПТЭР разработана конструкция площадки, которая может быть использована при ремонте нефтепроводов на болотах. Сложенная для транспортировки площадка позволяет одновременно перевозить внутри образовавшегося контейнера грузы, необходимые для проведения ремонтных работ.

В. Д. Прохоренковым были разработаны конструкционные элементы, которые должны лечь в основу новой технологии строительства на заболоченной местности и других слабонесущих основаниях. Они получили название УНОК – универсальных несущих опорных конструкций [2]. Одна из них – ПДПУ (плита дорожная универсальная), неплоские снизу плиты, быстро собираемые на месте строительства без сварки и прочих трудоемких крепежных операций. Благодаря своей форме они, подобно конструктору «Лего», собираются в единую конструкцию, сцепляясь между собой выступами и выемками. Плиты изготавливаются из железобетона, гребень на основании плиты может быть приваренным стальным или монолитным бетонным. Плиты имеют размеры в плане: ПДПУ-1 – 1 000x2 500 мм; ПДПУ-2 – 2 000x5 000 мм.



Рис. МИ-8 на площадке из ПДПУ [3]

Собранная из плит конструкция реализует «принцип веника» – ее элементы работают как сами по себе, так и совместно. В результате приложенная к ней нагрузка в зависимости от ее величины распределяется на большую или меньшую площадь. Система в целом обеспечивает давление на грунт, не превышающее допустимого, вовлекая в работу более прочные глубинные слои грунта. При этом ее деформации носят упругий характер. Благодаря собранному из ПДПУ настилу несущая способность слабого болотного грунта повышается до 6 т/м^2 , в то время как для лежневого настила она составляет всего $2,5 \text{ т/м}^2$. Но при этом единичная нагрузка определяется всей площадью конструкции.

В данной работе рассмотрены конструкции дорожного полотна (переходы через малые водотоки, лежневые дороги на участках с грунтом низкой несущей способности, конструкции сборно-разборных дорожных полотен (СРДП-1, СРРП-2, СРНП-1, СРНП-3, ПСРП-1), снежно-ледяные полотна и земляные покровы на вечной мерзлоте) для строительства и ремонта магистральных трубопроводов. Освещены методы и способы прокладки временных дорог в условиях водонасыщенных грунтов и заболоченной местности. В результате отмечено, что конструкции дорожного полотна для подъезда техники в труднодоступных местах имеют широкое применение в нефтегазовой и военных областях, требуют новых конструктивных и технических решений.

Литература

1. ВСН 2-105-78 «Инструкции по строительству временных дорог для трубопроводного строительства в сложных условиях (на обводненной и заболоченной местности).
2. Бармин В.И. «Технологическое проектирование строительства магистральных трубопроводов», 1992, с.288
3. http://www.os1.ru/article/road_equipment/2003_03_A_2005_02_02-17_34_45/

МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТА ГАЗА НА ГАЗОТРАНСПОРТНОМ ПРЕДПРИЯТИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАРТ ШУХАРТА

А.Г. Зарубин, И.С. Сивцев

Научный руководитель доцент, А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Основной задачей газотранспортного предприятия является обеспечение бесперебойной и устойчивой поставки природного газа потребителям, а также надежной эксплуатации газопроводов и газопроводов-отводов.

При диагностике и мониторинге состояния технологического процесса обращаются к статистическим методам с целью выявления случаев выхода за границы системной вариабельности [1, 2]. Задачей статистического управления процесса транспорта газа является обеспечение и поддержание его на стабильном уровне, при этом гарантируя соответствие установленным требованиям. При использовании статистических методов особое внимание уделяется вопросам снижения ложных тревог и повышения достоверности оценки контролируемых показателей процессов.

В качестве основного статистического инструмента удобно использовать контрольные карты, наглядно представляющие системную вариабельность технологических процессов. С помощью контрольных карт по количественному признаку можно объяснить поведение процесса, как по разбросу, так и по расположению уровня процесса. Контрольная карта – это графическое средство, использующее статистические подходы, важность которых для управления производственными процессами была впервые показана У. Шухартом в 1924 году [3, 4], они отражают реальные перемены в процессе, которые могут быть следствием воздействия на процесс несистемных факторов. Эти несистемные факторы могут рассматриваться как «неслучайные» или «особые» причины изменения состояния процесса транспорта газа. К таким причинам можно отнести неисправности оборудования, нарушение однородности транспортируемой газовой среды и т.д. Так при техническом мониторинге состояния оборудования авторы работы [5] с успехом использовали карты Шухарта. С целью снижения вероятности ложных тревог и повышения событийной достоверности мониторинга в настоящей работе предложена формализованная методология мониторинга состояния многопараметрового процесса транспорта газа с использованием контрольных карт Шухарта.

Цель данной работы – рассмотреть возможность осуществления технологического контроля при мониторинге многопараметрового процесса перекачки газа на узле учета газа с использованием одной информационной карты.

В соответствии с поставленной целью выдвинуты следующие задачи:
 использовать метод автошкалирования для приведения данных различных диапазонов в один, с параметрами среднее значение результатов измерений равно нулю, а их стандартное отклонение равно единице;
 построить карту Шухарта для многопараметрового процесса в новых координатах;
 интерпретировать информацию о состоянии процесса транспорта газа представленную на карте Шухарта.

Таблица

Время, мин	Перепад давления, кПа	Абсолютное давление, кПа	Температура, °С	Коэффициент IMV/BMV	Коэффициент HWPF	Расход газа, м ³ /ч
60	10,1109	790,9971	-11,5698	104,2059	502,1049	52,3229
120	10,3487	787,8655	-11,6888	104,2021	507,1354	52,8447
180	10,3730	788,3046	-11,6842	104,2016	507,8704	52,9207
240	10,4094	789,8360	-11,7209	104,2014	509,3049	53,0704
300	10,4283	785,1156	-11,5619	104,2005	507,9625	52,9293
360	8,5587	783,7004	-10,8247	104,2139	485,2000	50,5646
420	9,2889	779,4465	-10,4682	104,2180	476,5717	49,6668
480	9,0323	771,7603	-10,6751	104,2200	467,5717	48,7547
540	8,8534	771,7604	-10,6285	104,2241	467,8059	48,4567
600	8,6499	771,7605	-10,4505	104,2291	465,5751	48,2217
660	8,6209	771,7606	-10,4080	104,2296	467,2956	48,1476
720	8,5741	771,7607	-10,2762	104,2302	461,9380	47,8817
780	8,7456	771,7608	-10,3484	104,2285	460,0254	48,5934
840	9,2001	771,7609	-10,5223	104,2215	466,5174	49,7922
900	9,9661	771,7610	-11,1542	104,2097	478,4171	52,1719
960	10,1914	771,7611	-11,2897	104,2053	500,6375	52,4860
1020	10,3324	771,7612	-11,3442	104,2018	503,6793	52,6310
1080	10,2736	771,7613	-11,3536	104,2038	505,0862	52,6655
1140	10,4106	771,7614	-11,4875	104,2036	505,4130	53,4046
1200	10,6579	771,7615	-11,6637	104,1991	512,4999	53,8641
1260	10,7660	771,7616	-11,6155	104,1968	517,6526	54,0312
1320	10,7264	771,7617	-11,5075	104,1969	518,5498	53,8029
1380	10,5769	771,7618	-11,3155	104,2000	518,3593	52,4117
1440	10,6669	771,7619	-11,6664	104,1995	513,3983	54,0157
1500	10,9812	771,7620	-12,3620	104,1938	518,3874	54,9321
1560	11,2897	771,7621	-12,4332	104,1880	527,2067	55,4646
1620	11,2530	771,7622	-12,5141	104,1867	532,3495	55,1517
1680	10,6267	771,7623	-12,1027	104,1961	529,3598	53,3977
1740	9,7631	771,7624	-11,6440	104,2092	512,4819	51,1610
1800	9,2042	771,7625	-11,3478	104,2171	490,9446	49,4587
1860	8,4177	771,7626	-10,6912	104,2295	474,8522	47,1594
1920	8,1572	777,0103	-10,4511	104,2343	452,4632	46,4791
1980	8,1892	775,8843	-10,4117	104,2338	445,9107	46,5315
2040	8,2852	771,1619	-10,3299	104,2318	446,4148	46,6483
2100	8,1045	776,7564	-10,4659	104,2345	447,5435	46,3189
2160	8,6637	793,6648	-10,8302	104,2287	444,3735	48,4417
2220	9,1599	786,5922	-10,7902	104,2206	464,7558	49,5916
2280	9,0860	781,3770	-10,8560	104,2205	475,8319	49,2299
2340	8,9885	782,9031	-10,9718	104,2218	472,3625	49,0257
2400	9,3760	795,3497	-11,2694	104,2177	470,3993	50,4860
2460	10,2856	795,8812	-11,8345	104,2036	484,4191	52,9732
2520	10,3118	793,4260	-11,9782	104,2027	508,3712	52,9742
2580	10,3444	789,8829	-11,9081	104,2017	508,3664	52,9732
2640	10,4073	786,5652	-12,1636	104,1996	507,9246	52,9265
2700	10,5955	781,4687	-12,0082	104,1967	508,6367	52,9970
2760	10,0467	771,8304	-11,8342	104,2029	511,3372	53,2797
2820	9,7212	777,5965	-11,8400	104,2086	494,5265	51,5303
2880	9,6475	783,5266	-11,8217	104,2106	486,4695	50,8355

Примечание – Коэффициент IMV/BMV – отношение значения интегрального коэффициента к значению базового коэффициента, ед., коэффициент HWPF – коэффициент расширения давления, ед.

Характеристика метода

Для построения контрольной карты Шухарта многопараметрового процесса проводили центрирование и нормировку параметров состояния технологических процессов. Комбинация центрирования и нормирования по столбцам называется автошкалированием [6]. Автошкалирование данных применяли, для совместной обработки различных по шкале блоков данных. Из результатов измерений каждого контролируемого показателя формировали однородный блок данных, который содержал выборку измеренных параметров мониторинга

процесса транспорта газа (табл.), x_j . Для каждой выборки вычисляли выборочное среднее, m , и стандартное отклонение выборки параметров мониторинга, d . Затем проводили расчет автошкалированных значений параметров мониторинга, x'_j , по формуле:

$$x'_j = (x_j - m) / d,$$

которые наносили на карту (рис. 1).

Результаты и их обсуждение

Из данных карты (рис.) видно, что две точки (в 2460 мин и 2520 мин) по абсолютному давлению вышли за предел 2σ (σ – стандартное отклонение) и согласно правилам статистического контроля на них необходимо обратить внимание. Остальные параметры находятся в статически управляемом состоянии.

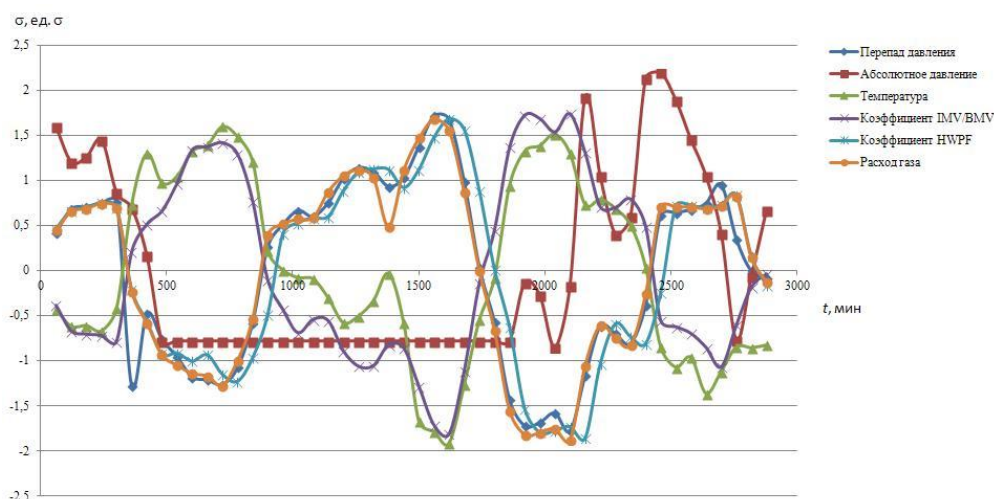


Рис. Контрольная карта Шухарта

Выводы

Таким образом, в работе установлено, что при помощи автошкалирования данных возможно приведение нескольких показателей к одной шкале и осуществление мониторинга разнопараметрового технологического процесса на одной карте Шухарта.

Литература

1. Bakshi B. Multiscale PCA with application to multivariate statistical process monitoring // AIChE Journal. – 1998. – 44. – P. 1596-1610.
2. Harrou F. Statistical fault detection using PCA-based GLR hypothesis testing / F. Harrou, M.N. Nounou, H.N. Nounou, M. Madakyaru // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2013. – 26. – P. 129-139.
3. ГОСТ Р 50779.42-99 Статистические методы. Контрольные карты Шухарта. [Электронный ресурс] // Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии: – Режим доступа: <http://protect.gost.ru>.
4. ГОСТ Р 51814.3-2001. Методы статистического управления процессами. [Электронный ресурс] // Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии: – Режим доступа: <http://protect.gost.ru>.
5. Громаков Е.И. Техническое обслуживание и ремонт по состоянию оборудования с использованием карт Шухарта / Е.И. Громаков, Т.В. Александрова, А.В. Рудаченко, А.М. Малышенко // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – № 5, Т. 317. – С. 112-117.
6. Родионова О.Е. Интервальный метод обработки результатов многоканальных экспериментов: дисс. докт. физ.-мат. наук. – Москва, 2008. – 272 с.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ КРИТЕРИЙ ИЗМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА НА УЧАСТКЕ НЕФТЕПРОВОДА

А.Г. Зарубин, Л.Х. Тюлькин

Научный руководитель доцент, А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема определения оперативного и достоверного изменения гидравлического режима в нефтепроводе в настоящее время становится все более актуальной [1]. В настоящей работе рассматривается новый статистический критерий, который позволяет определить изменение гидравлического режима на участке нефтепровода. Отличие предлагаемого критерия от существующих состоит в том, что он пригоден как для стационарных, так и для нестационарных режимов работы нефтепровода. Данный критерий относится к статистическим и функционирует на основе использования данных о параметрах работы нефтепровода, поступающих в систему диспетчерского контроля, в совокупности с модифицированными алгоритмами

математической обработки для принятия решения о наличии или отсутствии изменения гидравлического режима.

В рассматриваемом методе, измеряемой величиной нефтепровода является манометрическое давление на фиксированных участках (пункты контроля управления), находящиеся на определённом расстоянии друг от друга. Номер пункта соответствует длине нефтепровода в километрах. С помощью средств телемеханики происходит регистрация давлений через определённые промежутки времени, и данные поступают на компьютер оператору пульта, который в свою очередь производит параметрическую обработку данных для определения гидравлического режима в нефтепроводе.

Для каждого промежутка времени вычисляется тангенс угла наклона b с последующим нахождением среднего значения, $mean$, и стандартного отклонения, std , рассматриваемого параметра. Также необходимо определить предельно допустимую погрешность для параметра b . На рисунке 1 приведён пример данного расчёта.

Время 7:00 ПКУ	Число месяца декабрь 2013 года									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	5,90	6,80	6,40	5,45	5,60	5,80	5,80	5,45	5,55	6,00
11	6,55	6,45	7,10	6,15	6,25	6,50	6,50	6,42	6,37	6,20
18	6,90	6,90	7,65	7,00	6,70	7,05	7,00	6,90	7,00	6,35
24	6,65	6,50	7,20	6,20	6,20	6,55	6,50	6,40	6,50	5,85
33	7,00	6,90	7,60	6,45	6,57	6,85	6,75	6,70	7,00	6,45
45	7,50	7,40	8,15	7,10	7,20	7,45	7,40	7,30	7,35	7,40
50	7,40	7,20	8,00	6,90	7,00	7,20	7,30	7,20	6,62	6,60
b	0,028808	0,014049	0,030436	0,025604	0,026807	0,026418	0,027075	0,030383	0,02323	0,020299
	исключаем из выборки									
	0,028808	0,030436	0,025604	0,026807	0,026418	0,027075	0,030383	0,02323	0,020299	
mean	0,027221									
std	0,002555									
$\Delta = mean \pm (2 * std)$	0,27 \pm 0,05									

Рис. 1. Параметрическая обработка данных в программе MS Excel

На рисунке видно, что параметр b во второй день не входит в промежуток выборки. Это свидетельствует о том, что в этот интервал времени произошло изменение гидравлического режима на участке нефтепровода и критерием его изменения является выход значения b (тангенс угла наклона характеристики). Для того чтобы наглядно убедиться в проделанных расчётах, производим графическую обработку данных (рис. 2).

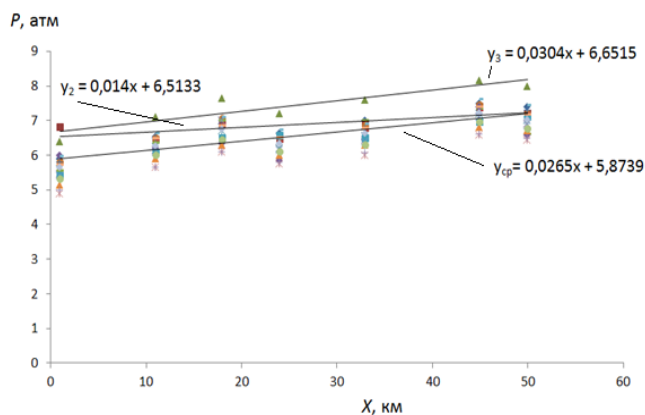


Рис. 2. График изменения гидравлического режима

Для построения графика используется функция $y = a + bx$, в котором за ось y берётся давление в нефтепроводе, за x – его длина. На графике видно, что функция y_2 значительно отличается от функции y_{cp} и в какой-то момент наблюдается пересечение прямых.

Данную методику предлагается использовать в качестве системы обнаружения утечек, основанную на принципе обнаружения утечек жидкости путем измерения давлений и дальнейшей математической обработки данных контролируемого участка. Место локации утечки предположительно определяется в точке пересечения прямых, в случае значительного наклона графиков функций [3]. Также стоит отметить экономическую значимость предлагаемого метода, поскольку затраты на его реализацию незначительны.

Литература

1. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 335 с.

2. Lurie M.V. Modeling of Oil Product and Gas Pipeline Transportation. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co.KGaA, 2008. – 214 с.
3. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов [и др.]. – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999. – 298 с.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Г. Зарубин, О.В. Носова, Е.В. Николаев

Научный руководитель доцент, А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Природный газ является основным источником электрической и тепловой энергии в промышленных регионах Республики Саха (Якутия). По некоторым оценкам разведанные запасы газа (2 500 000 000 000 м³) составляют менее 20 % от того, что скрывается в якутских недрах. Поэтому, задача переработки газового конденсата непосредственно в Якутии, попутно добывающегося с природным газом является актуальной [1].

Газовый конденсат, поставляемый бытовым и промышленным потребителям, должен соответствовать современным стандартам. Поэтому, сырой газовый конденсат необходимо стабилизировать. Стабилизация конденсата может быть реализована двумя способами: сепарацией или ректификацией. Последний способ наиболее широко используется, поскольку рационально используется энергия нестабильного конденсата, и полученный стабильный конденсат отличается низким давлением насыщенных паров. Ректификационная стабилизация газового конденсата проводится чаще всего в двух колоннах, поскольку, несмотря на более высокие финансовые затраты, она более надежна в эксплуатации и более проста при управлении процессом [2].

Ректификационная колонна состоит из вертикального цилиндра с контактными устройствами (ситчатыми тарелками) внутри, ребойлера (кипятильника) и конденсатора (холодильника). Подбирая число ситчатых тарелок и параметры процесса (температурный режим, давление, соотношение потоков, флегмовое число и др.), можно обеспечить любую требуемую четкость фракционирования нефтяных смесей [3].

Нахождение оптимального режима многомерного по отношению к параметрам технологического процесса возможно при помощи статистического метода анализа главных компонент (Principal component analysis или PCA) [4].

Цель данной работы – выявить зависимость работы установки стабилизации конденсата в пространстве главных компонент на основе исходных параметров и установить оптимальное значение температурного режима ректификационного процесса.

В соответствии с поставленной целью выдвинуты следующие задачи:

с изменением температуры ребойлера в ректификационной колонне зафиксировать параметры выходящего потока газового конденсата;

рассчитать значения первой и второй главной компоненты (PC1 и PC2) по параметрам выходящего потока газового конденсата и построить соответствующую зависимость в координатах PC1–PC2;

выявить функциональную зависимость в координатах PC1–PC2 и определить оптимальное значение температурного режима ректификационного процесса.

Моделирование

В качестве примера, в программном обеспечении ASPEN HYSYS была смоделирована технологическая схема установки комплексной подготовки газа Отрадинского газоконденсатного месторождения (УКПП) с введением установки стабилизации газового конденсата (рис. 1).

ASPEN HYSYS представляет собой инженерно-технологическую расчетную среду, которая может быть использована в нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности. С помощью ASPEN HYSYS можно создавать адекватные стационарные и динамические модели, предназначенные для проектирования, мониторинга, модернизации производств, усовершенствования схем управления, а также для задач оптимального планирования [5].

Моделирование процесса подготовки нестабильного конденсата позволяет подобрать режимы работы колонн, с целью получения максимального количества товарных продуктов надлежащего качества. В программе ASPEN HYSYS содержится набор заранее подготовленных моделей различных ректификационных колонн. В нашем случае была использована модель ректификационной колонны, содержащей ребойлер и конденсатор. Для начала были заданы входные и выходные потоки колонны. Количество тарелок выбрано 25 штук. Подача сырья осуществляется на 13-ю тарелку. В этой колонне вся флегма возвращается обратно в колонну, поэтому в групповой рамке «конденсатор» задан полный рефлюкс, что соответствует значению флегмового числа равному единице. После задания значений давления и температуры в ребойлере и конденсаторе, были заданы необходимые спецификации. Ректификационная колонна имеет по умолчанию 3 спецификации. Также были заданы температура ребойлера, значение флегмового числа и долю пропана. Давление насыщенных паров (ДНП) у стабильного конденсата было ограничено верхним пределом в 66,7 кПа согласно ОСТ 51.65 [6]. Исходя из указанных условий моделирования, были рассчитаны параметры технологического процесса в зависимости от изменения температуры ребойлера (табл.).

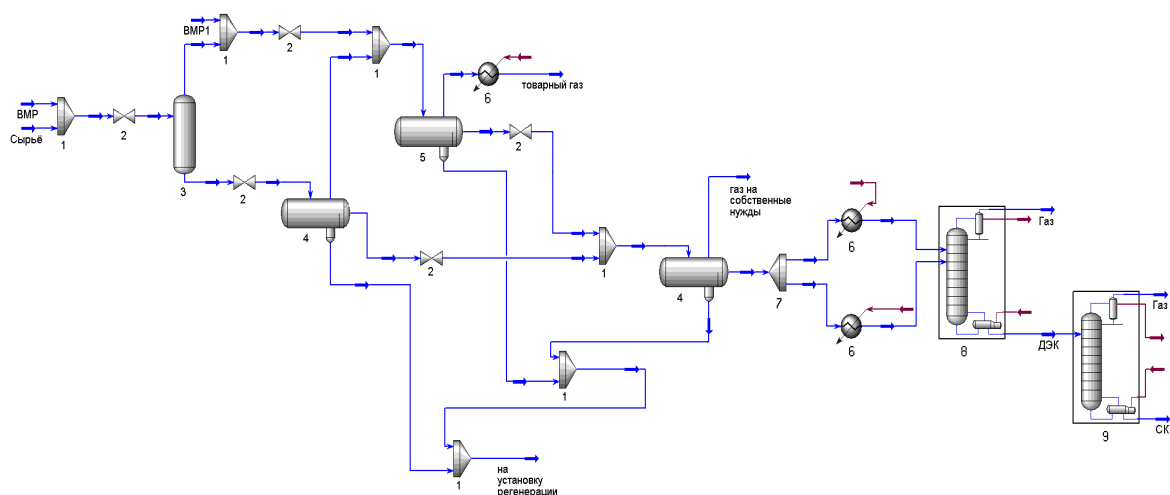


Рис. 1. Модель технологической схемы УКПГ с введением двухколонной схемы стабилизации конденсата
1 – устройства смешивания потоков жидкости; 2 – дроссельные вентили; 3 – первичный сепаратор; 4 –
разделители; 5 – низкотемпературный сепаратор; 6 – теплообменники; 7 – устройство разделения
потока жидкости; 8 – колонна дезатанизации; 9 – колонна депропанации

Таблица

Температура, °С	Параметры технологического процесса										Пространство главных компонент	
	Пропан, массовая доля, %	и-Бутан, массовая доля, %	н-Бутан, массовая доля, %	и-Пентан, массовая доля, %	н-Пентан, массовая доля, %	Гексан+выш., массовая доля, %	Метанол, массовая доля, %	Расход, кг-кмоль/ч	ДНП, кПа	РС1	РС2	
200	0	0	0,0005	0,0642	0,294	0,6045	0,0368	0,4976	45,39	-4,08	-1,86	
199	0	0	0,0005	0,0657	0,2961	0,5983	0,0392	0,5027	46,09	-3,91	-1,69	
198	0	0	0,0006	0,0673	0,2983	0,5921	0,0418	0,508	46,8	-3,72	-1,52	
197	0	0	0,0006	0,0688	0,3003	0,5858	0,0443	0,5134	47,51	-3,54	-1,35	
196	0	0	0,0007	0,0704	0,3023	0,5795	0,047	0,519	48,23	-3,35	-1,18	
195	0	0	0,0008	0,072	0,3043	0,5732	0,0497	0,5247	48,95	-3,17	-1,01	
194	0	0	0,0008	0,0736	0,3062	0,5668	0,0525	0,5307	49,69	-2,98	-0,85	
193	0	0	0,0009	0,0752	0,3081	0,5604	0,0554	0,5367	50,43	-2,79	-0,68	
192	0	0	0,001	0,0768	0,3099	0,5539	0,0583	0,543	51,19	-2,60	-0,52	
191	0	0	0,0012	0,0784	0,3117	0,5474	0,0613	0,5495	51,95	-2,41	-0,36	
190	0	0	0,0013	0,0801	0,3135	0,5408	0,0643	0,5562	52,73	-2,21	-0,20	
189	0	0	0,0015	0,0818	0,3152	0,5342	0,0673	0,5631	53,52	-2,02	-0,04	
188	0	0	0,0017	0,0834	0,3169	0,5275	0,0704	0,5702	54,32	-1,82	0,11	
187	0	0,0001	0,0019	0,0851	0,3186	0,5208	0,0735	0,5775	55,14	-1,61	0,26	
186	0	0,0001	0,0022	0,0868	0,3203	0,514	0,0767	0,5851	55,98	-1,40	0,41	
185	0	0,0001	0,0025	0,0885	0,3219	0,5073	0,0798	0,593	56,83	-1,20	0,56	
184	0	0,0001	0,0029	0,0902	0,3234	0,5004	0,083	0,601	57,71	-1,00	0,71	
183	0	0,0001	0,0034	0,0919	0,3249	0,4936	0,0861	0,6094	58,6	-0,79	0,86	
182	0	0,0001	0,0041	0,0935	0,3263	0,4867	0,0892	0,618	59,56	-0,58	0,99	
181	0	0,0001	0,0049	0,0952	0,3276	0,4799	0,0923	0,6268	60,54	-0,38	1,12	
180	0	0,0002	0,0059	0,0967	0,3288	0,4732	0,0952	0,6357	61,55	-0,16	1,22	
179	0	0,0002	0,0074	0,0984	0,33	0,4654	0,0985	0,6463	62,81	0,08	1,35	
178	0	0,0003	0,009	0,0998	0,3309	0,4588	0,1012	0,6556	63,97	0,29	1,42	
177	0	0,0004	0,0111	0,101	0,3315	0,4524	0,1036	0,6649	65,21	0,50	1,47	
176	0	0,0005	0,0135	0,1021	0,3319	0,4462	0,1058	0,6741	66,53	0,70	1,50	
175	0	0,0006	0,0165	0,103	0,3319	0,4401	0,1078	0,6834	67,96	0,90	1,50	
174	0	0,0008	0,0198	0,1038	0,3318	0,4343	0,1095	0,6926	69,47	1,10	1,47	
173	0	0,001	0,0236	0,1044	0,3314	0,4286	0,111	0,7017	71,07	1,29	1,42	
172	0	0,0013	0,0277	0,1049	0,3307	0,4232	0,1123	0,7108	72,75	1,49	1,32	
171	0	0,0016	0,0321	0,1052	0,3299	0,4178	0,1134	0,7199	74,5	1,69	1,22	
170	0	0,002	0,0367	0,1055	0,3289	0,4125	0,1143	0,7291	76,31	1,89	1,08	
169	0	0,0025	0,0414	0,1057	0,3279	0,4074	0,1152	0,7384	78,19	2,11	0,93	

Температура, °С	Параметры технологического процесса									Пространство главных компонент	
	Пропан, массовая доля, %	и-Бутан, массовая доля, %	н-Бутан, массовая доля, %	и-Пентан, массовая доля, %	н-Пентан, массовая доля, %	Гексан+выш., массовая доля, %	Метанол, массовая доля, %	Расход, кг·кмоль/ч	ДНП, кПа	PC1	PC2
168	0	0,003	0,0462	0,1059	0,3267	0,4022	0,1159	0,7478	80,11	2,32	0,77
167	0	0,0037	0,0511	0,106	0,3254	0,3972	0,1166	0,7573	82,09	2,54	0,56
166	0,0001	0,0045	0,056	0,106	0,3241	0,3921	0,1173	0,7671	84,1	3,03	-0,17
165	0,0001	0,0054	0,0608	0,106	0,3227	0,3871	0,1178	0,777	86,17	3,27	-0,40
164	0,0001	0,0065	0,0657	0,106	0,3212	0,3821	0,1184	0,7872	88,28	3,54	-0,67
163	0,0002	0,0076	0,0704	0,106	0,3197	0,3771	0,1189	0,7976	90,44	4,05	-1,45
162	0,0002	0,0089	0,0751	0,1059	0,3182	0,3722	0,1194	0,8082	92,65	4,34	-1,75
161	0,0003	0,0104	0,0797	0,1059	0,3166	0,3672	0,1198	0,819	94,91	4,89	-2,59
160	0,0005	0,0119	0,0843	0,1058	0,315	0,3622	0,1203	0,8304	97,3	5,70	-3,95

Результаты и их обсуждение

На основании данных из табл. 1 в программе Excel были рассчитаны значения счетов PC1 и PC2 пространства главных компонент (табл. 1) согласно [7] и построена соответствующая зависимость в координатах PC1–PC2 (рис. 2).

Из рис. 2 видно, что работа установки стабилизации конденсата в пространстве главных компонент PC1–PC2 описывается зависимостью, проходящей через максимум и максимальное значение по PC2 (1,50) соответствует оптимальным значениям температуры ребойлера от 175 до 176 °С.

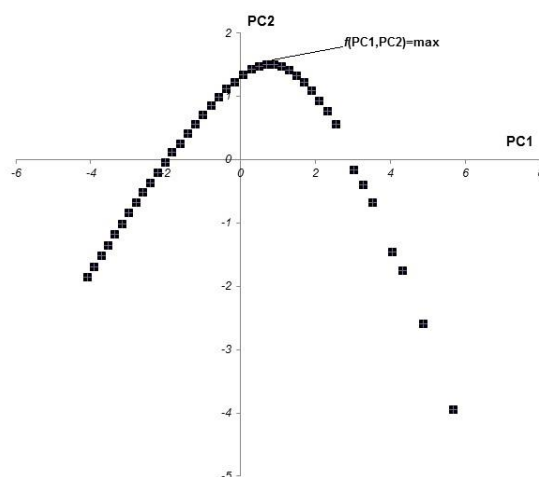


Рис. 2. График счетов: PC1–PC2

Выводы

Таким образом, метод главных компонент применен для понижения размерности многомерного по отношению к параметрам технологического процесса. Установлен оптимальный температурный режим ректификационного процесса из зависимости в координатах пространства главных компонент PC1–PC2.

Литература

1. Ксанф А. Нефтегазовый комплекс: проблемы и перспективы // Направление – Дальний Восток. – 2010. – №6. – Т. 14. – С. 1.
2. Иванов В.Г., Маслов А.С., Кравцов А.В. и др. Повышение эффективности технологии промышленной подготовки газового конденсата // Газовая промышленность. – 2003. – №7. – С. 54-57.
3. Ахметов С.А. Технологии глубокой переработки нефти и газа. – Уфа: Гилем, 2002. – С. 194-204.
4. Deng X., Tian X. Nonlinear process fault pattern recognition using statistics kernel PCA similarity factor // Neurocomputing. – V. 121. – 2013. – P. 298–308.
5. Руководство пользователя, Aspen HYSYS, 2006.
6. ОСТ 51.65-80 Конденсат газовый стабильный. Технические условия. [Электронный ресурс] // Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии: – Режим доступа: <http://protect.gost.ru>.
7. Померанцев А.Л. Хемометрика в Excel: учебное пособие. – Томск: Из-во ТПУ, 2014. – 435 с.

СООРУЖЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ**Э.Э. Мурадов, С.Ю. Синько**

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Более шестидесяти процентов территории Российской Федерации покрыто многолетнемерзлыми грунтами. Хозяйственное значение области вечной мерзлоты трудно переоценить. Здесь находится более 30% известных запасов нефти страны, примерно 60% природного газа, огромные залежи каменного угля и торфа, большая часть гидроэнергоресурсов. Потенциал только северных месторождений составляет более 2 млрд. тонн нефти и более 12 трлн. куб. м. газа. Значительная часть этих природных богатств используется в народном хозяйстве. Построены нефтегазопромысловые объекты, нефтепроводы и газопроводы длиной тысячи километров, шахты и карьеры, гидроэлектростанции, автомобильные и железные дороги, аэродромы и порты, построены города и поселки. Однако многие проекты остаются только на бумаге, поскольку территории будущего строительства обладают рядом особенностей, затрудняющих реализацию и обустройство обслуживающих их комплексов. Среди основных из них можно выделить следующие:

- удаленность от промышленно развитых регионов, отсутствие развитой инфраструктуры. В связи с этим – сложности с транспортировкой и значительные стоимости доставки на строительную площадку материалов, оборудования, рабочей силы;

- неблагоприятные условия рассматриваемой территории, выражающиеся в суровом климате, высокой заболоченности, что затрудняет проходимость техники и ведение строительно-монтажных работ;

- сложные инженерно-геологические условия территории. [3]

Целью данной работы является изучение технологии сооружения нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах. В данной работе поставлены следующие задачи изучения характеристик многолетнемерзлых грунтов:

- описать опасные явления на многолетне мерзлых грунтах;

- изучение технологии сооружения трубопроводов в условиях многолетне мерзлых грунтов;

- описать и изучить способы прокладки трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах (наземный, надземный и подземный).

В данной работе проведено исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов с помощью программы ANSYS. ANSYS является универсальной программой, которая применяется для решения прочностных, тепловых, акустических, гидродинамических и газодинамических задач.

Основные процессы, происходящие в слое вечномерзлого грунта:

- изменение (колебание) температуры, промерзание и оттаивание грунтов;

- морозное пучение;

- миграция влаги и перемещение ее под воздействием гидравлического градиента;

- образование наледей и морозобойных трещин;

- солифлюкция (сползание по склонам) и поверхностные оползни;

- термокарст[1].

Наибольшие колебания температуры испытывает самый верхний слой грунта, расположенный у земной поверхности. С глубиной температура уменьшается и на некоторой границе становится практически постоянной. Морозное пучение оказывает существенное влияние на конструкции фундаментов и может поднимать их вверх зимой при промерзании грунтов. Это объясняется частичным увеличением объема воды, содержащейся в грунте и увеличением объема грунта в связи с возрастанием влажности, обусловленным притоком воды из нижележащих слоев грунта. Грунтовые налееди образуются в результате выхода грунтовых вод на поверхность через трещины в грунте, а также в местах выхода межмерзлотных и подмерзлотных грунтовых вод. Морозобойные трещины возникают в результате изгиба верхнего промерзшего слоя, так как в верхней части мерзлый грунт под влиянием отрицательной температуры сжимается больше, чем у границы промерзания; способствуют образованию и росту клиньев льда в результате проникновения вод по морозобойным трещинам и последующего замерзания. Солифлюкция происходит в пучинистых грунтах в результате поднятия частиц грунта при промерзании отдельных частиц при оттаивании. Это приводит к смещению частиц по склону или откосу. При большой крутизне откосов весной могут произойти поверхностные оползни. Термокарст обуславливается наличием в верхней части вечномерзлого грунта прослоек и клиньев льда, после оттаивания которых происходит образование пустот, способствующих проседанию грунта при нагрузках[2].

Расчет модели участка трубопровода в программе ANSYS:

Исходные данные:

- Диаметр трубопровода – 1220 мм

- Толщина стенки трубопровода – 18 мм

- Протяженность трубопровода – 12 м

- Давление внутреннее – 7 МПа

- Температура – -20°C

- Предел прочности – 540 МПа

- Предел текучести – 390 МПа.

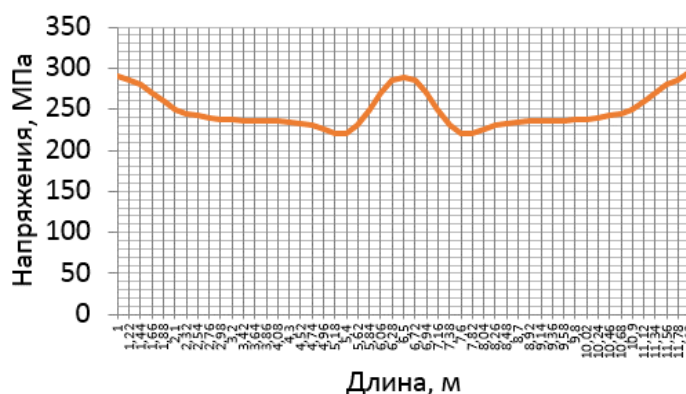


Рис. 4 Распределение напряжений по длине трубопровода

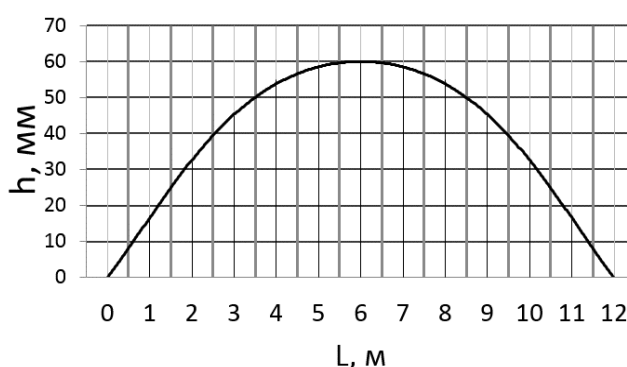


Рис. 5 Распределение суммарных перемещений по длине трубопровода

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- наиболее опасное сечение трубопровода находится в месте перехода из пучинистого в непучинистый грунт; здесь наблюдаются максимальные напряжения, снижающие уровень надежности нефтепровода;
- суммарные перемещения переменны по длине трубы, наиболее опасное сечение находится в центре нефтепровода.

Литература

1. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы
2. ВСН 013-88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов в условиях вечной мерзлоты
3. Н.П. Васильев, А.К. Даркацакян. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. - М.: Недра, 1987. – 167с

КОНТРОЛЬ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

В.А. Сабулов

Научный руководитель профессор В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) металла труб магистральных газопроводов является актуальной, начиная с 80-х годов прошлого столетия. За это время было изучено влияние различных факторов на развитие КРН и выделены следующие группы ключевых факторов, необходимых для его возникновения [3]: параметры напряженно-деформированного состояния металла труб, специфичность коррозионной среды и металлургические факторы, определяющие предрасположенность металла труб к растрескиванию. Специфичность коррозионной среды определяется несколькими критериями, наибольшее влияние из которых на аварийность газопровода по причине КРН согласно анализу, приведенному в [1], оказывают: тип грунтов, уровень грунтовых вод, величины защитных потенциалов, pH среды и минерализация грунта. Из указанных параметров регулируемым является величина защитного потенциала, которая поддерживается в диапазоне значений, регламентируемом ГОСТ Р 51164-98. Но аварийные разрушения возникают на участках с потенциалом трубопровода, находящимся в нормативном диапазоне значений [2], что объясняется отличием механизмов «классической» коррозии и КРН.

В работе [2] показано, что количество дефектов КРН зависит от расстояния до точки дренажа установок катодной защиты (УКЗ): вблизи точки дренажа вероятность развития дефектов КРН высокая, далее снижается по

мере удаления от УКЗ (см. рисунок). Это указывает на непосредственное влияние параметров электрохимической защиты (ЭХЗ) на возникновение КРН.

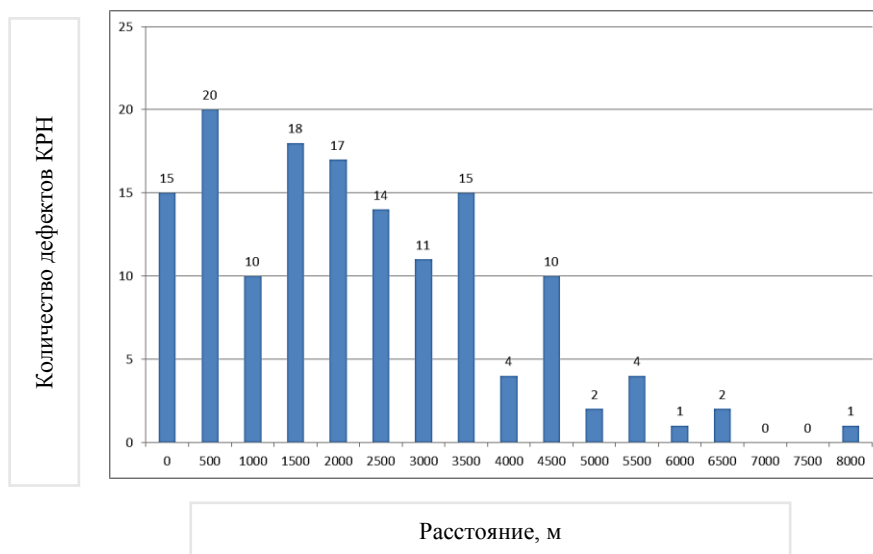


Рисунок. Распределение дефектов КРН в зависимости от расстояния до ближайшей УКЗ

Ток катодной защиты является причиной наводороживания стенки трубы, которое в свою очередь приводит к разрыву микропор, образовавшихся в металле трубы при длительной эксплуатации, и выходу их на внешнюю катоднозащищаемую поверхность (КЗП) в виде «водородного надреза» [8]. Подтверждением этому может служить то, что содержание водорода в очаге стресс-коррозионных разрушений составляет 8...13 см³/100 г при исходном («родословном») содержании водорода вне очаговой зоны 1,2...2,0 см³/100 г [6]. Следовательно, для контроля образования стресс-коррозионных трещин необходимо регулировать параметры ЭХЗ таким образом, чтобы свести интенсивность выделения водорода на КЗП трубопроводов к минимуму.

Исследования, проведенные в работе [5] показывают, что водород на образцах трубной стали 17ГС начинает выделяться при различных значениях поляризационного потенциала, но при практически одной и той же величине катодной поляризации $\Delta\phi$ – разности между величиной поляризационного потенциала и потенциалом коррозии, равной 210...280 мВ (табл.1). Дальнейшее увеличение катодной поляризации сопровождается более интенсивным выделением водорода.

Таблица

Влияние влажности грунтов на величины катодной поляризации и критерия $K_{к.з.}$, при которых начинается выделение водорода на образце трубной стали 17ГС

Тип грунта	Влажность, w, %	Величина катодной поляризации начала выделения водорода, $\Delta\phi$, В	$j_{к.з.}/j_{np}$
Торф	170	0,23	3,9
	150	0,22	3,7
	110	0,25	4,2
	90	0,21	3,5
Песок	28	0,22	3,7
	24	0,24	4,1
	16	0,27	4,6
Глина	18	0,25	4,2
	14	0,25	4,2
	12	0,28	4,7

Экспериментально установлено, что одной и той же величине катодной поляризации соответствует определенное значение безразмерного критерия $K_{к.з.}$, равного отношению плотности тока катодной защиты $j_{к.з.}$ к плотности предельного тока по кислороду j_{np} . Между величиной катодной поляризации и вышеуказанным критерием существует прямая пропорциональная зависимость $\Delta\phi \approx \frac{RT}{4F} \cdot \frac{j_{к.з.}}{j_{np}}$ (где R – универсальная газовая постоянная, T – температура окружающей трубопровод среды, F – постоянная Фарадея), справедливая для всех типов исследованных грунтов (торф, глина, песок, 0,5%-ный раствор $NaCl$) [4]. Следовательно, также существует

прямая зависимость между соотношением плотности тока катодной защиты $j_{к.з.}$ и плотности предельного тока по кислороду j_{np} и интенсивностью выделения водорода. Используя вышеуказанную зависимость величины катодной поляризации от критерия $K_{к.з.}$ и данные приведенные в [5], найдем значения критерия $K_{к.з.}$ для грунтов различной влажности, при которых на образцах трубной стали начинает выделяться водород (примем $T = 25$ °С). Результаты приведены в таблице.

Полученные результаты показывают, что выделение водорода начинается при соотношении $j_{к.з.}/j_{np}$ равном 3,7...4,7 в зависимости от типа и влажности грунтов. Заметное выделение водорода начинается, когда данное соотношение достигает 5...7 [7]. При этом «классическая» коррозия надежно подавляется катодной защитой, когда $j_{к.з.}/j_{np} = 3...5$. Исходя из этого, для контроля образования КРН трубной стали необходимо поддерживать значение критерия $K_{к.з.}$ в диапазоне значений 3...4. Для измерения $j_{к.з.}$ и j_{np} разработан аппаратно-программный комплекс «Магистраль», позволяющий в трассовых условиях количественно определять скорость остаточной коррозии и степень наводороживания стенки трубы при различных потенциалах катодной защиты подземных стальных трубопроводов[4].

Литература

1. Александров Ю.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН // Практика противокоррозионной защиты. - 2011. - № 1. - С. 43 - 48.
2. Александров Ю.В., Юшманов В.Н., Агинея Р.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН // Практика противокоррозионной защиты. - 2011. - № 3. - С. 15 - 20.
3. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов. – М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2007. – 400 с.
4. В.И. Хижняков. Коррозионное растрескивание трубопроводов под напряжением при транспорте нефти и газа. - М.: КАРТЭК, 2013. – 176 с.
5. Хижняков В.И. Перезащита – фактор образования и роста стресс-коррозионных трещин на катоднозащищаемой поверхности высоконапорных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. - 2009. - № 4. - С. 40 - 43.
6. Хижняков В.И. и др. Коррозионное растрескивание напряженно- деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. - 2011. - Т. 319. - № 3. - С. 84-89.
7. Хижняков В.И. и др. О необходимости разработки нормативного документа, регламентирующего процесс выделения водорода при выборе потенциалов катодной защиты подземных стальных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. - 2012. - 3. - С. 51-55.
8. Хижняков В.И., Жилин А.В. Определение инкубационного периода образования дефектов КРН на катоднозащищаемой поверхности подземных стальных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. - 2009. - № 4. - С. 44 - 48.

МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ И ТЕКУЩЕМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

А.А. Сухов

Научный руководитель доцент Ю.Д. Коннов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Проведение спускоподъемных операций является наиболее трудоёмким и непроизводительным производственным процессом в капитальном и текущем ремонте скважин. С 2006г. уфимский государственный нефтяной технический университет, а именно, кафедра нефтегазопромыслового оборудования (НГПО) занимается данной проблемой, а именно механизацией трудоёмких процессов в добыче и бурении. Была проведена значительная работа в течение трёх лет по исследованию работоспособности пяти бригад на двадцати скважинах уфимского управления текущего и капитального ремонта скважин (УУТКРС) ОАО «АНК Башнефть», а также ООО «Роснефть-Сервис».

Как показал анализ отечественных и зарубежных патентов во многих разработках присутствует верхний привод и громоздкая система складирования труб. Стоимость подобных систем соответственно очень высокая (к примеру, итальянская разработка для спускоподъемных операций составляет стоимость 100-110млн. руб.) и требует подготовки высококвалифицированной бригады [2].

В 2009г. на базе Уфимского государственного нефтяного технического университета на общественных началах была создана творческая группа, куда вошли ведущие специалисты. В результате проделанной работы 7.06.2010 в федеральный институт промышленной собственности была отправлена заявка №2010123180, и 10.03.2012 был зарегистрирован патент на изобретение №2444608 [1].

Внедрение данного комплекса позволяет сократить время на спускоподъемные операции насосно-компрессорных труб (и вспомогательные операции до 10%), а также увеличить их срок службы, также оно способствует снижению риска аварийности работ за счет внедрения программного управления комплекса, что ведёт к сведению тяжёлого ручного труда бригады капитального ремонта скважин до минимума и существенному увеличению культуры производства.

Технология комплекса заключается в механизации и автоматизации спускоподъемных операций при капитальном и текущем ремонте скважин за счет широкомасштабного комплексного применения гидравлических механизмов с программным управлением.

Комплекс для механизации спускоподъёмных операций при капитальном и текущем ремонте скважин состоит из агрегата для ремонта скважины, комплексного модуля ТКМ (кассета для труб, прицеп и рабочая площадка), гидроманипулятора с захватом для труб, гидроключа с механизмом подачи и автоматического элеватора. Это позволяет проводить технологические операции при капитальном ремонте скважин глубиной до 3000 метров; проводить монтаж и демонтаж комплекса без привлечения дополнительных механизмов; проводить спускоподъёмные операции с нестандартными насосно-компрессорными трубами длиной от 6 до 12 метров; проводить дефектационные работы с насосно-компрессорными трубами после поднятия их из скважины и укладки на кассету; проводить грузоподъёмные операции при перекладке труб на транспортные средства и приёме с транспортных средств в процессе замены комплекта труб; шаблонировать насосно-компрессорные трубы при спускоподъёмных операциях.

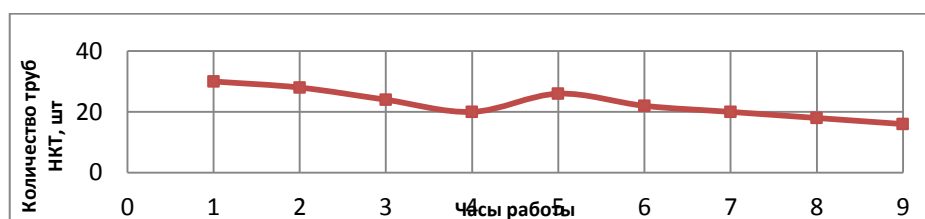


Рис. График интенсивности подъема колонны труб с шаблоном (ночная смена 02.02.2011, скважина №1395 Южно-Сергеевского месторождения нефтегазодобывающего управления «Уфанефть» ООО «Башнефть-Добыча»)

Выведенная нами закономерность заключается в том, что на нормальную работу бригады отрицательно влияет усталость членов бригады, что приводит к падению производительности в течение смены. Если в начале смены бригада поднимает 30 труб, то к концу уже 16. И это при нарушении технологии. Сейчас, для того чтобы выполнялась эта технология, нефтяные компании вынуждены устанавливать камеры наблюдения при проведении текущего и капитального ремонта скважин.

В итоге, предлагаемый комплекс позволит повысить производительность спускоподъёмных операций, на начальном этапе на 10%, поднять культуру производства на новый уровень, минимизировать ручной труд и отвести людей из опасной зоны.

Литература

1. Пат. 2444608 Россия УГНТУ (мобильный комплекс для механизации спускоподъёмных операций при капитальном и текущем ремонте скважин) Коннов Ю.Д. Заявлено. 07.06.2010; Опубл. 10.03.2012.
2. Парнивода Ю.Л. Автоматизированные гидравлические буровые установки компании Drillmec – установки нового поколения // Бурение и нефть. – М, 2010. – № 11. – С. 4-6.

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗДУШНО-СУХОГО И ТЕРМООБРАБОТАННОГО ТОРФА ПРИ СОРБЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА ТОВАРНОЙ НЕФТИ НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Н.В. Чухарева, О.Л. Булгакова, Д.С. Рожкова, И.А. Хадкевич

Научный руководитель доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность применения сорбционных материалов определяется не только показателями экономической стоимости и сорбционной емкости, но возможностью проводить работы при различных условиях разлива: на почве, на твердой искусственной поверхности, на поверхности природных водоемов. Некоторые современные сорбенты, даже при высоких показателях нефтеемкости не могут быть использованы для ликвидации аварийных разливов на водной среде, что обусловлено их гидрофильными свойствами и/или невысокими показателями плавучести.

С этой точки зрения интересен в качестве сорбционного материала воздушно-сухой торф, недорогой природный материал, обладающий не только свойствами сорбировать нефть, но и способностью хорошо удерживаться на водной поверхности.

Ранее нами уже были проведены исследования сорбционных свойств торфа месторождений Томской области в условиях разлива на твердой поверхности [2, 3]. В продолжение указанной работы из всех исследованных образцов были выбраны наиболее высокие по нефтеемкости. Это верховой сфагновомочажинный, сфагновый и фускум-торф фракции 2..4 мм малой степени разложения (5 %). Для повышения гидрофобности, образцы были термически обработаны в условиях до 250 °С в среде собственных газов разложения, на установке нагрева по методике [1]. Таким образом, в качестве сорбента при сорбции нефти на водной поверхности было изучено три образца воздушно-сухого и три образца термически модифицированного торфа. В качестве сорбтива – была использована товарная нефть Нюрольского Месторождения Красноярского края. Характеристика объектов исследования приведена в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика объектов исследования

Торф (сорбент)												
Вид	Нагрев, °С	Технический анализ, %		Элементный состав, % на горючее вещество				Групповой состав, % на горючее вещество				
		W ^a	A ^d	C	H	N	O+S	Б	ВРВ+ЛГВ	ГК+ФК	Ц	НГО
Сфагново-мочажинный	-	8,4	1,9	52,05	6,30	0,88	40,77	4,6	53,6	24,6	9,0	8,2
	250	1,2	2,1	55,10	5,45	1,46	37,99	5,9	36,5	37,0	6,1	14,5
Сфагновый	-	7,0	4,2	45,02	5,74	3,12	46,12	3,7	47,7	32,7	7,0	8,9
	250	0,9	17,2	58,77	5,44	4,31	31,48	5,1	38,7	36,6	4,3	15,3
Фускум	-	7,9	2,1	49,56	6,03	0,58	43,83	4,4	52,6	26,2	7,2	9,6
	250	2,9	4,3	57,57	5,68	1,27	35,48	5,8	29,0	45,1	5,0	15,1
Товарная нефть (сорбтив)												
плотность при 20 °С, кг/м ³	массовая доля воды, %	массовая концентрация хлор. солей, мг/дм ³			массовая доля серы, %		выход фракций, % при 200 °С					
873,5	0,03	12,0			0,2		14,0					

Определение нефтеемкости торфа при сорбировании нефтяного пятна на водной поверхности проводили на основе методики [4] с модификацией [5]. Влагоемкость образцов была определена типовым методом в соответствии с ГОСТ 24160-80 [6]. Полученные результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Нефтеемкость и влагоемкость торфа

Вид торфа	Нефтеемкость торфа, г нефти/1 г торфа	Изменение нефтеемкости, % отн.	Влагоемкость торфа, г воды/ 1 г торфа	Изменение влагоемкости, % отн.
Сфагново-мочажинный	6,70	+4,5	9,40	-42,5
	7,00		5,41	
Сфагновый	5,39	+6,5	8,21	-39,0
	5,74		5,01	
Фускум	4,22	+10,2	6,90	-33,0
	4,65		4,62	

Нефтеемкость воздушно-сухих образцов при сорбировании нефти с водной поверхности находится в пределах от 4,22 до 6,70 г нефти/ 1 г торфа, что несколько ниже, чем для термообработанных образцов: 4,65...7,00 г нефти/1 г торфа. Данные свидетельствуют о положительном влиянии термообработки на сорбционную способность торфа по отношению к нефтяным углеводородам. Относительное увеличение нефтеемкости составило 4,5...10,2 % отн.

При использовании предварительного нагрева, существенно снижается влагоемкость торфа, что делает его наиболее устойчивым к такому сорбтиву, как вода:

- влагоемкость образцов в воздушно-сухом состоянии после контакта с водой составляла от 6,9 до 9,4 г воды/ 1 г торфа,
- после термообработки этот показатель снижается до 4,62...5,41 г воды/1 г торфа, что в относительных процентах составляет 33,0...42,5 соответственно.

Термообработка торфа в среде собственных газов разложения до 250 °С в большей степени повлияла на абсолютное (г/г) и относительное (% отн.) изменение влагоемкости по сравнению с показателем сорбционной способности по отношению к товарной нефти. При этом получена зависимость: чем больше уменьшается относительная влагоемкость, тем меньше увеличивается относительная нефтеемкость (рисунок 1). Полученное может являться следствием не только изменением пористости образцов, но и изменением содержания группового состава торфа (таблица 1) и изменениями химической структуры групповых компонентов в результате предварительного нагрева в вышеуказанных условиях [1].

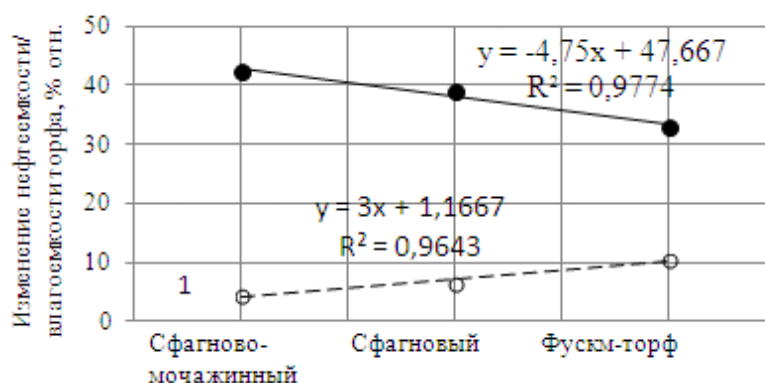


Рис 1. Влияние термообработки торфа на относительное изменение нефтеемкости (1) и влагоемкости (2)

Статья выполнена в рамках конкурса научно-исследовательских проектов BP Exploration Operating Company Limited («BP») на основании договора о Пожертвовании компании «Бипи Эксплорейшн Оперейтинг Компани Лимитед» №5255 от 04.04.2013г. (Проект «Разработка методики получения сорбционных материалов на основе торфов Томской области» под руководством Н. В. Чухаревой, к.х.н.)

Литература

1. Тарновская Л.И. Закономерности изменения группового состава торфа в процессе термоллиза/ Дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Томск: ТПИ, 1985. 199 с.
2. Н.В. Чухарева, Л.В. Шишмина Сравнение сорбционных свойств торфа верхового и низинного типов по отношению к товарной нефти и стабильному газовому конденсату // Химия растительного сырья. – 2012. – №4. – С.193-200.
3. Н.В. Чухарева, Л.В. Шишмина, С.Г. Маслов Определение нефтеемкости торфов Томской области // Химия растительного сырья. – 2013. – №2. – С.227-235.
4. Курс коллоидной химии. / Воюцкий С.С. - М.: Изд-во «Химия», 1976. – 512 с.
5. Н.В. Чухарева, О.Л. Блохина, Д.С. Рожкова, И.А. Хадкевич Сорбция в водно-нефтяной среде исходным и термообработанным торфом // Природноресурсный потенциал, экология и устойчивое развитие регионов России: сборник статей XII Международной научно-практической конференции - МНИЦ ПГСХА. – Пенза: РИО ПГСХА, 2014. – С.104-108.
6. ГОСТ 24160-80. Торф. Методы определения влагоемкости и водопоглощаемости. Измененная редакция. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: (дата обращения 3.03.14).

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛАЖНОСТИ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ С ПОМОЩЬЮ ГАЛОГЕННОГО АНАЛИЗАТОРА ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ

Л.Б. Антропова, А.В. Бугаёв, А.В. Грузин

Научный руководитель: к.т.н., доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Российская Федерация

Современное развитие нефтегазовой отрасли Российской Федерации представляет собой два взаимодополняющих направления - это освоение новых месторождений, расположенных в сложных климатических, геокриологических и сейсмических условиях, включающее в себя формирование соответствующей транспортной и перерабатывающей инфраструктуры, и реконструкция существующих производственных мощностей. Очевидно, что необходимым условием обеспечения бесперебойной работы составляющих технологической цепи транспортировки, хранения и переработки углеводородов является, в том числе, и устойчивость инфраструктурных объектов по грунту основания в условиях внешних воздействий различного направления и интенсивности. Для уменьшения величины осадки грунтов основания действующими нормативными документами предусматривается обязательное их уплотнение [3, 5], величина которого существенным образом зависит от влажности грунта [1,2,6] (см. рис. 1).

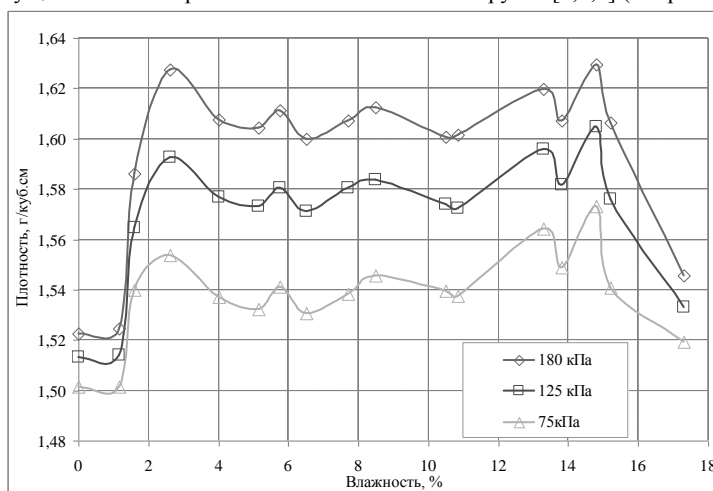


Рис.1 Плотность высушенного песчаного грунта после компрессионных испытаний во влажном состоянии с исходной влажностью W для различных значений давления

Так, например, максимальная абсолютная осадка основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов не должна превышать 200 мм, а относительная осадка основания под днищем, равная отношению разности осадок двух смежных точек к расстоянию между ними, не должна превышать 0,005 [4]. Для обеспечения данных требований в процессе устройства основания резервуара возникает необходимость контроля влажности грунта.

Для оценки возможности использования галогенного анализатора влагосодержания в качестве прибора для экспресс-анализа влажности грунтов были проведены экспериментальные исследования (см. рис. 2, а). Полученные данные показали удовлетворительную сходимость результатов определения влажности образцов грунта между стандартной процедурой и предлагаемым способом определения влажности с

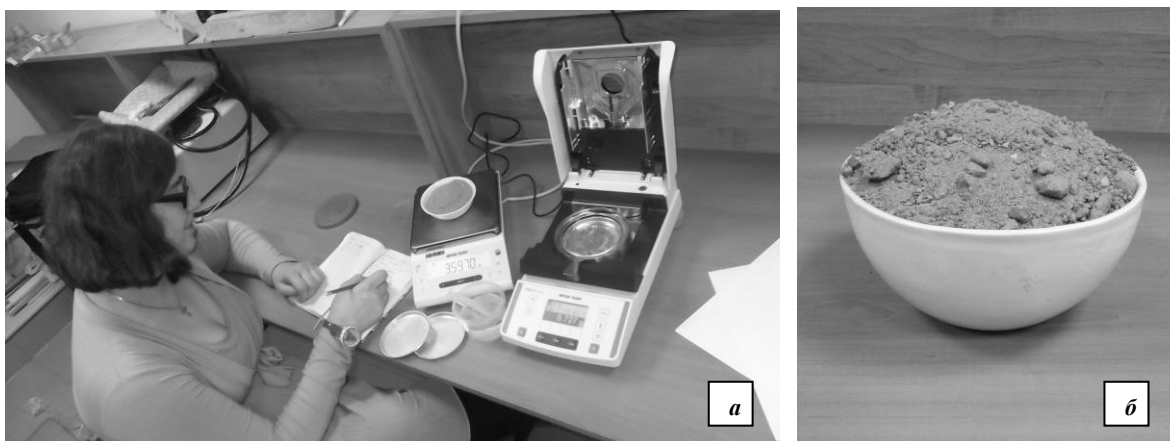


Рис.2 Определение влажности грунта с помощью галогенного анализатора влагосодержания (а) и образец песчаного грунта (б)

помощью галогенного анализатора влагосодержания. Абсолютное значение расхождения значений влажности не превысило 0,1%. Принимая во внимание, что для устройства грунтовых оснований, например, резервуаров РВС-50000 рекомендуется использовать песок средней крупности [3], в экспериментальных исследованиях в качестве грунта был использован аллювиальный песок средней крупности поймы р. Иртыш (см. рис. 2, б).

Для обработки результатов, полученных в ходе лабораторных определений влажности, был использован специально разработанный программный продукт «Влажность» (см. рис. 3, а). К разработанному программному продукту были предъявлены следующие требования: возможность ввода значений влажности от 3 до 30 образцов грунта; возможность автоматического поиска и исключения из выборки данных с грубым отклонением от общей совокупности результатов частных значений влажности грунта; определение нормативной характеристики влажности грунта. Процесс определения нормативной характеристики влажности грунта состоит из двух этапов: этап поиска и исключения из выборки данных с грубым отклонением от общей совокупности результатов частных значений влажности грунта; этап определения нормативной характеристики влажности грунта.

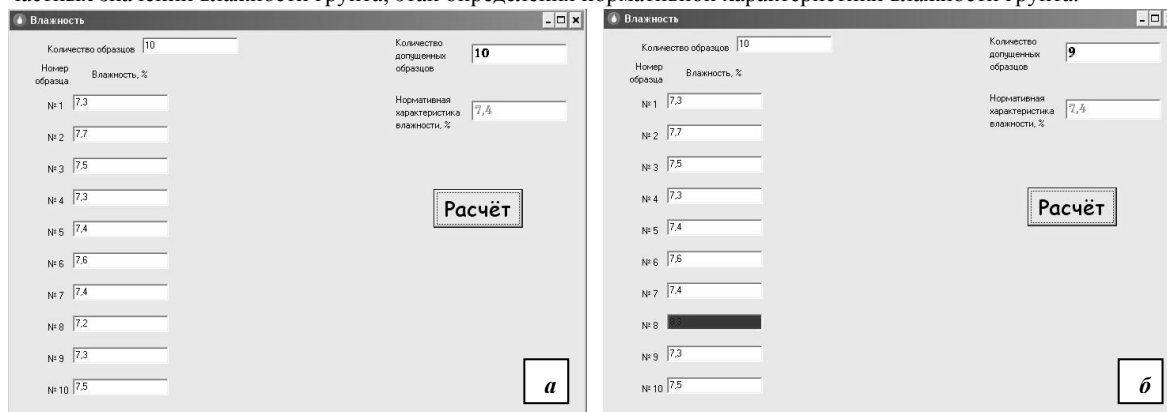


Рис. 3 Вид программы с результатами расчётов (а); вид программы при наличии данных с грубым отклонением от общей совокупности результатов частных значений влажности грунта (б)

На первоначальном этапе программный продукт «Влажность» выполняет статистическую обработку для частных значений влажности грунта. Вычисляется среднее арифметическое значение влажности грунта, затем среднее квадратичное отклонение для величины влажности грунта. Далее выполняют проверку на наличие каких-либо данных с грубым отклонением от общей совокупности результатов среди частных значений влажности грунта. Исключению из общей выборки подлежат максимальные или минимальные значения влажности, представляющие собой такие грубые отклонения (см. рис. 3, б).

Исключённые из выборки значения влажности грунта, имеющие грубые отклонения от общей совокупности результатов, отмечаются красным цветом и в дальнейших расчётах не используются. Количество допущенных к дальнейшему расчёту значений влажности грунта уменьшается на соответствующую величину и отображается в отдельном окне программного продукта «Влажность». Проверка на наличие каких-либо данных с грубым отклонением от общей совокупности результатов среди частных значений влажности грунта выполняется до полного их исключения. На этом этапе статистической обработки для частных значений влажности грунта заканчивается. На следующем этапе, этапе определения нормативной характеристики влажности грунта, в качестве нормативной характеристики влажности грунта принимается среднее значение влажности грунта. Рассчитанное значение нормативной характеристики влажности выводится в соответствующем окне. При обработке результатов испытаний влажность до 30 % вычисляется с точностью до 0,1%, влажность 30 % и выше вычисляется с точностью до 1 %.

Таким образом, в ходе выполненных исследований было экспериментально подтверждено, что для уменьшения величины осадки грунтов основания объектов нефтегазовой отрасли перед их уплотнением необходимо предварительно увлажнять. Для аллювиальных песков средней крупности поймы р. Иртыш диапазон рациональных значений влажности составляет 2%-15%. При проведении экспериментальных исследований был использован галогенный анализатор влагосодержания, который, обладая требуемой точностью определения влажности грунта, при этом значительно (в 20 раз) сокращает время проведения самой процедуры определения влажности. Для обработки полученных данных был использован специально разработанный программный продукт «Влажность», который позволил существенно упростить расчёт нормативного значения влажности грунта.

Литература

1. Бартоломей А.А. Механика грунтов. М.: АСВ, 2003. – 304с.
2. Потапов А.Д., Платов Н.А., Лебедева М.Д. Песчаные грунты: Научное издание. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 256 с.
3. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 куб.м. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 141 с.
4. СНИП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий / Госстрой России. – М.:ФГУП ЦПП, 2006. – 66 с.

5. СНИП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты / Госстрой России. – М.:ФГУП ЦПП, 2004. – 74 с.
6. Ставницер Л.Р. Деформации оснований сооружений от ударных нагрузок. М.: Издательство литературы по строительству, 1969. – 201с.

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Валиев М.Р.

Научный руководитель профессор Хижняков В.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

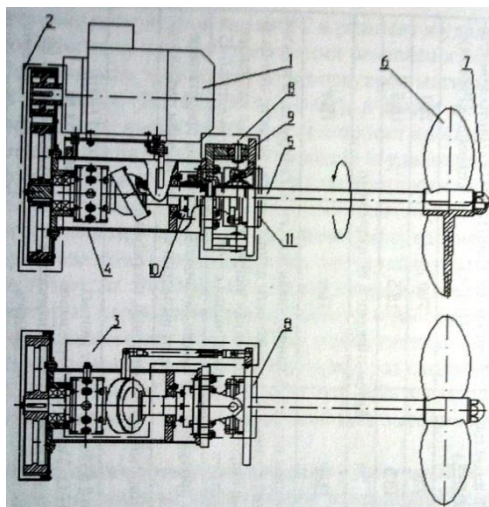
Одной из важных проблем эксплуатации резервуаров является очистка резервуаров.

При хранении и перекачивании состав нефти и нефтепродуктов претерпевает изменения, особенно вблизи днищ резервуаров скапливаются осадки. На днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров. Осадок по площади распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка.

Периодичность очистки резервуаров с нефтепродуктами устанавливается ГОСТ 1510 – 84 [1], резервуары из-под нефти зачищаются при необходимости: для освобождения от пирофорных отложений, высоковязких осадков, при проведении диагностики резервуара.

Система предотвращения образования и удаления донных отложений из вертикального стального резервуара РВС-5000 представляет собой комплекс оборудования, предназначенного для размыва донных парафинистых осадков нефти в заполненном нефтью резервуаре и откачки полученной суспензии после размыва осадка в магистральный нефтепровод.

Основным элементом системы размыва донных отложений в резервуаре является устройство «Диоген» рис. 1 либо «Гайфун» рис. 2, устанавливаемое на крышке люк-лаза овальной формы размером 600х900 мм на первом поясе стенки резервуара.



1 - взрывозащищенный асинхронный электродвигатель; 2 - плоскозубчатая ременная передача; 3-автоматический привод поворота 4 - корпус; 5 - вал; 6 - пропеллер; 7 - обтекатель; 8 - шарнирный узел; 9 – фланец присоединительный; 10 - торцовое уплотнение; 11 - сферическое уплотнение

Рис. 1 *Схема направления потоков жидкости в резервуаре при работе устройства*

Оно обеспечивает:

- размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре подвижной струей нефти, формируемой пропеллером устройства «Диоген»;
- автоматическое изменение направления струи нефти в горизонтальной плоскости за счет встроенного привода поворота вала пропеллера;
- создание кругового вращения всей массы нефти, хранимой в резервуаре, при работе изделия в крайних угловых положениях вала пропеллера;
- запуск в работу и установку от местного поста управления или дистанционного центрального пункта оператора нефтеперекачивающей станции.

Устройство размыва осадка «Диоген» состоит из взрывозащищенного асинхронного электродвигателя с плоскозубчатой ременной передачей, торцевого уплотнения, сферического уплотнения, привода вала на опорах качения, шарнирного узла автоматического привода поворота, пропеллера, электросилового и управляющего оборудования.

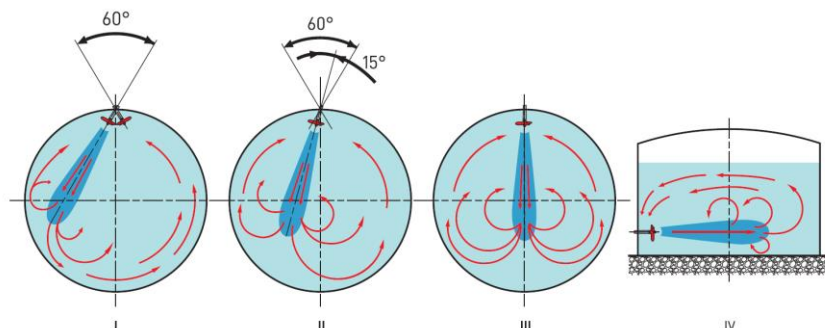


Рис. 2 Схема направления потоков жидкости в резервуаре при работе устройства

В настоящее время имеется большое количество подобных устройств. Из отечественных аналогов заслуживает внимания устройство для размыва донных отложений «Диоген» и «Тайфун».

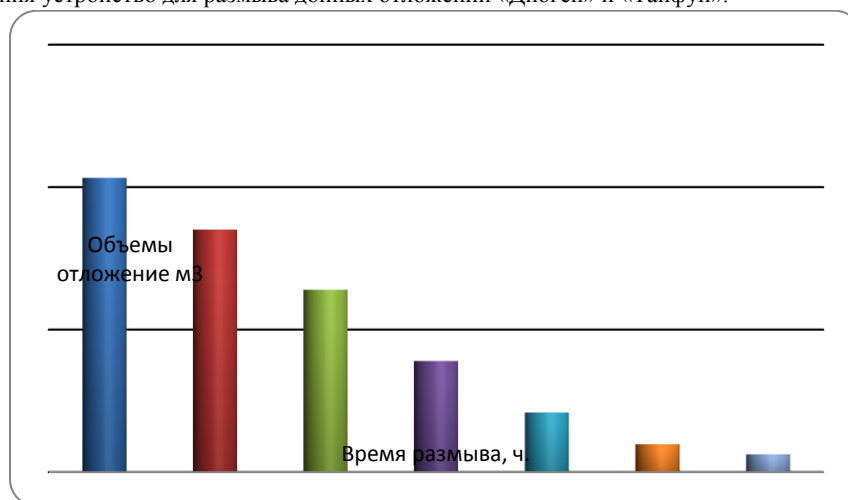


Рис. 3 Динамика изменения объема отложений

Работа подобных устройств не влияет на прочность конструкции плавающего покрытия, в том числе не происходит накопление статического электричества.

Наиболее оптимальным является стационарное оснащение каждого резервуара устройствами размыва донных отложений.

Таким образом, данная статья показывает, что очистка резервуара довольно трудоемкий процесс рис. 3, сопровождается выводом резервуара из эксплуатации на длительный срок. Для предотвращения накопления донных отложений и увеличения продолжительности эксплуатации резервуара между его зачистками рекомендуется оснащение резервуара стационарно установленными системами размыва донных осадков.

Для резервуаров вертикальных стальных наиболее предпочтительными являются смесительные устройства, для железобетонных резервуаров - гидравлическая система размыва (размывающие головки).

Однако накопление осадков не всегда удается предотвратить. В этом случае применяют различные способы очистки. И наиболее эффективным методом очистки является химико-механизированный, заключающийся в использовании растворителя парафина в сочетании с перемешиванием и подогревом осадков. Подобная технология сокращает затраты времени и труда и позволяет извлекать из осадков углеводородную часть.

Литература

1. ГОСТ 1510–84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
2. Тюрин Н.А. Устройство, предотвращающее накопление осадков в мазутных резервуарах. – М.: ЦНИИТ Энефтехим. НТПС. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 1980, №4.
4. Штин И.В. и др. Технология размыва донных отложений в резервуарах типа РВС. Трубопроводный транспорт нефти. Приложение, 2001, № 12.

5. Нефтегазовые технологии, 2001, № 5.
6. Драцковский К.М., Евтихин В.Ф., Николаев В.Н. Очистка нефтяного резервуара с плавающей крышей.- М.: ЦННИТ Энефтехим. НТРС. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 1981, № 1.
7. Лурье Ю.Ю. Аналитическая химия промышленных сточных вод.-М.: Химия, 1984.
8. Коновалов Н.И., Мустафин Ф.М., Коробков Г.Е., Ахияров Р.Ж., Лукьянова И.Э. Оборудование резервуаров. Уфа:ДизайнПолиграфСервис, 2005.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА НА БОЛОТЕ

Я. Ю. Евдокимова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтепроводы в Западной Сибири сооружают со второй половины прошлого века. Проектировщики, строители и эксплуатация столкнулись с серьезной проблемой: прокладки трубопроводов на болотах.

Нефтепроводы требуют качественной проверки на прочность в значительно большей мере, чем в обычных минеральных грунтах. Это связано с низкими деформационными и прочностными характеристиками торфа, что не способствует закреплению трубы в грунте. Поэтому трубопровод на болоте не испытывает большого сопротивления основания в продольно-поперечных направлениях и может перемещаться на значительные величины.

Технические решения для наземных в насыпи и подземных трубопроводов на болотах, позволяющие исключить развитие дополнительных напряжений в трубе при ее осадке в торфе, были разработаны и запатентованы в России [6].

Суть решений в том, что в местах перехода из минерального грунта в торф профиль продольной оси трубопровода в исходном положении должен быть зеркальным отображением эпюры прогибов трубопровода.

Технология работ по данному методу не отличается от обычной. Способ не требует применения кривых вставок искусственного гнущья, придания трубопроводу выпуклой формы для создания в нем предварительных растягивающих напряжений, использования утяжелителей [2].

При наземной в насыпи прокладке трубопровода на переходе через болото переход из подземного в наземный способ и наоборот необходимо осуществлять по кривым поворота с минимальным допустимым из условия прочности начальным радиусом упругого изгиба трубопровода. Кривые поворота нужно расположить в слое торфа и обеспечить совмещение их начала с краями болота. В горизонтальной плоскости трубопровод следует уложить по поверхности болота под насыпью также с искривлением продольной оси упругим изгибом трубы по большому радиусу с расположением вершины поворота посередине перехода через болото [6].

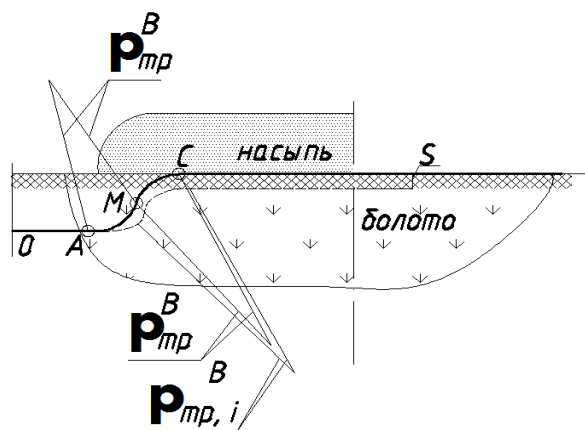


Рис. 1 Изменение геометрических параметров трубопровода при его осадке на переходе через болото; $R_{tr}^B, R_{tr,i}^B$ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода в вертикальном профиле; S – осадка трубопровода в болоте; OA – подземный профиль трубопровода; AC – профиль трубопровода при выходе его из подземного в наземный вариант; M – середина профиля трубопровода AC

нефтепровода на болоте в программе ANSYS представлены в таблице 1.

После определения границ участков, т.е. местоположения края болота (точка А), трубопровод упругим изгибом трубы выводится из подземного в наземный вариант прокладки по поверхности болота (рис. 1).

Фактически участок нефтепровода в пределах болота по данному способу прокладки является компенсатором, что положительно сказывается на работе трубопровода. Основание компенсатора OA зашцемено в минеральном грунте (рис. 1), а его деформируемая часть располагается в торфе под насыпью.

Известно, что сопротивление торфа и насыпи поперечному перемещению трубы намного меньше, чем минерального грунта природного сложения. Этот фактор используется для снижения напряженно-деформируемого состояния трубопровода от эксплуатационных нагрузок [1].

В программной системе конечно-элементного анализа ANSYS были смоделированы модели: трубопровод, залегающий по-новому способу прокладки, и труба, залегающая в болоте прямолинейно на переходе болота в минеральный грунт (рис.2).

Подсчитанные напряжения по Мизесу

Таблица 1

Результаты расчетов напряжений и деформация нефтепровода на болоте в ANSYS

Модель трубопровода	Максимальные напряжения, МПа
Трубопровод с использованием традиционного способа прокладки на болоте	420
Трубопровод с использованием нового способа прокладки на болоте	382

Напряжения нефтепровода, проложенного новым способом прокладки меньше, чем у нефтепровода, проложенного традиционным способом. Данные таблицы 1 меньше предела текучести $\sigma_T = 460$ МПа стали класса прочности К60, принятой за материал трубопровода. Следовательно, предлагаемый новый способ прокладки является более рациональным для снижения напряженного состояния нефтепроводов на болоте.

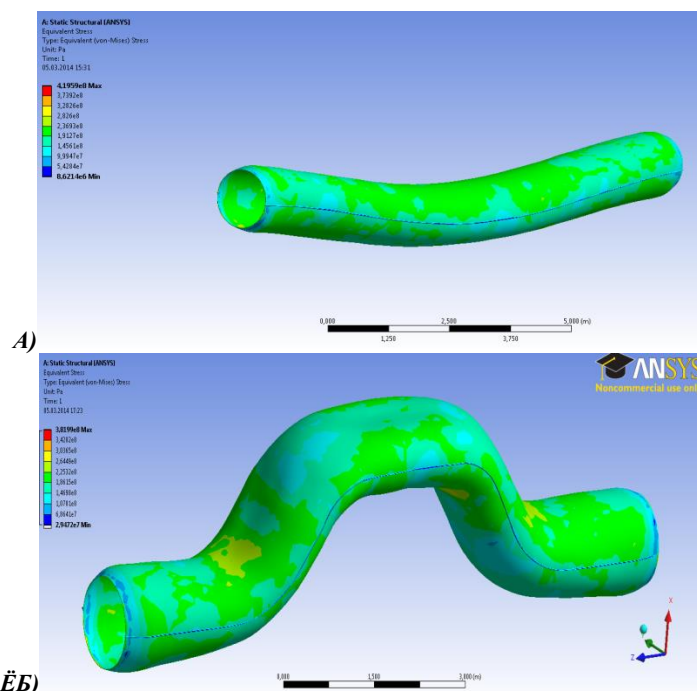


Рис. 2 Модель нефтепровода: А – расчетные напряжения по Мизесу нефтепровода с использованием традиционного способа прокладки на болоте Б) – расчетные напряжения по Мизесу нефтепровода с использованием нового способа прокладки на болоте;

Таблица 1

Результаты расчетов напряжений и деформация нефтепровода на болоте в ANSYS

Модель трубопровода	Максимальные напряжения, МПа
Трубопровод с использованием традиционного способа прокладки на болоте	420
Трубопровод с использованием нового способа прокладки на болоте	382

Литература

1. Богушевская Е.М., Димов Л. А. Анализ напряженного состояния нефтепроводов на болотах// Трубопроводный транспорт нефти. – Москва, 2002.– №2. – С. 32– 35.
2. Богушевская Е. М., Димов Л. А. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. – М: Горная книга, 2010 г. – 387 с.
3. Дерцакян А.К., Макуров Б. Д. Новые проектные материалы по строительству газопроводов на болотах// ЭИ по строительству магистральных трубопроводов: сборник трудов ВНИИСТ. – Москва, 1963. – Т. 4. – С.7-12.
4. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
5. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы.
6. Пат. 2117846 Россия МКИ 6 F 16 L 1/028 №96121264/06. Способ прокладки трубопровода на заболоченной местности Вершинин В. Н., Димов Л. А., Богушевская Е. М. Заявлено 30.10.1996; Опубл. 20.08.1998, Бюл. №23.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ГРУНТА ВОКРУГ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОГО ОБРАЗЦА ТЕРМОСТАБИЛИЗАТОРА ГРУНТА ОПОР НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И ОБЪЕКТОВ СЕВЕРНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

В.С. Евдокимов, А.П. Стативкин, В.С. Николаев

Научный руководитель – В.А.Максименко

Омский Государственный Технический Университет г. Омск, Россия

Одним из важнейших направлений, отражающих современную практику северного строительства, является сохранение традиционного состояния многолетнемерзлых грунтов в зоне хозяйствования человека. При этом условии сохраняется равновесное состояние окружающей среды и устойчивость сооружений, возводимых на этих грунтах.

Эффективным способом поддержания или усиления мерзлого состояния грунта в основаниях сооружений является замораживание грунта с помощью парожидкостных термосифонов, называемых термостабилизаторами (ТС)[1].

Целью экспериментальных исследований является изучение динамики температурного режима грунта вокруг опытно-промышленного образца термостабилизатора в зимнем и летнем режиме эксплуатации для грунто-климатической зоны г. Омска.

Экспериментальные исследования должны включать:

1. Исследование характера изменения температуры в ТС и в грунте вокруг нее.
2. Исследование динамики теплопритоков к ТС и в грунте.
3. Исследование динамики изменения уровня жидкого хладагента в испарительной зоне термостабилизатора.

Для выполнения указанной программы разработана схема экспериментальной установки (рис.1).

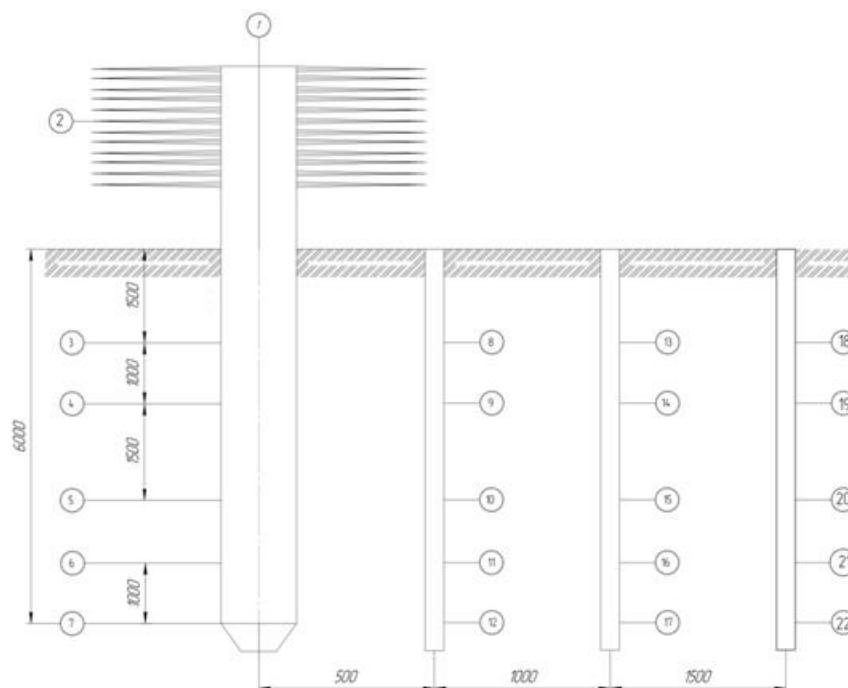


Рис. 1 Схема расположения датчиков на экспериментальном стенде

Исследование динамики изменения температуры в грунтовом массиве и ТС предполагается осуществлять путём непосредственных измерений через систему электрических цифровых термометров расположенных снаружи на корпусе термостабилизатора и на двух измерительных штангах установленных в дополнительных термометрических колоннах на расстоянии 0,5 метра, 1метр, 1,5 метра от ТС, так как согласно расчётам за один зимний период вокруг ТС образуется ледогрунтовый цилиндр радиусом около 1,5 метров.

Анализ динамики теплопритоков определяется на основании непосредственных измерений тепловых потоков датчиками, расположенных на наружной поверхности грунтового теплообменника (ТО), а также расчётно - по результатам измерений температуры:

$$g = \frac{(t_n - t_{zp})}{(1/2\pi\lambda_{cp}) \cdot l_n \cdot (R_{cp} / R_u)}, \quad (1)$$

где: g – тепловой поток из грунта, приходящийся на погонный метр грунтового ТО.

t_n – температура на поверхности ТС на расчётном участке;

$t_{гр}$ – температура грунта на расчётном участке;

$R_{гр}$ – радиус до точки замера температуры;

R_u – радиус наружной трубы ТС.

Величина теплосъёма с поверхности ТС определяем расчётно в результате суммирования показателей датчиков теплового расчёта на характерных плоскостях грунтового ТО ТС:

$$Q_T = q_{cp} \cdot F_{cp} \quad (2)$$

q_{cp} – средняя плотность теплового потока на поверхности грунтового ТО.

$$q_{cp} = \sum_{j=1}^m q_i / m \quad (3)$$

m – число датчиков.

Расход хладагента, циркулирующего в ТС:

$$\sigma = \frac{q_{cp} \cdot F_{cp}}{C_p \cdot \rho \cdot \Delta T} \quad (4)$$

$$q_{cp} = Q_T / F_{гр} (T_r - T_{ж}), \quad (5)$$

где, C_p , ρ – теплоёмкость, плотность фреона R22, соответственно.

T_r – средняя по высоте температура наружной трубы грунтового ТО ТС.

$T_{ж}$ – средняя по высоте температура хладагента в грунтовом ТО.

Для измерения и пропорционального преобразования давления в электрический сигнал, установим первичные тензопреобразователи давления конденсаторе ТС.

Ввиду того, что процесс изменения температуры теплового потока в грунте и ТС очень инерционен, примерно 1°C в сутки, то введение автоматической коммутации датчиков не приводит к значительным погрешностям в измерениях, а электрическая схема измерений, в противном случае существенно изменяется.[2]

Геометрические соотношения опытного образца представлены на рис. 1

Получены данные с опытного образца термостабилизатора в активном и пассивном режиме работы. Проведены сравнения с подобными испытаниями других авторов.

Литература

1. Евдокимов В.С., Фот А.Н., Аистов И.П., Галдин В.Д., Костюков В.Н. «Система автоматического мониторинга с удаленным доступом для холодильных и компрессорных систем» // Омский научный вестник, 2012. - № 2 (110). - С. 166-172.
2. Н.Н.Карнаухов, С.Я. Кушнир, А.С. Горелов, Г.М. Долгих «Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера: Учебник // Под ред. Н.Н. Карнаухова – М:Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – с. 432.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТ ПО РАСШИРЕНИЮ И КАЛИБРОВКЕ СКВАЖИН, СООРУЖАЕМЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИЕМ, ПРИ ПОМОЩИ РАСШИРИТЕЛЯ ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА

Д.Г.Карзанов

Научный руководитель доцент С.В. Поварницын

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Бестраншейные способы прокладки трубопроводов и коммуникаций на сегодняшний день имеют очень широкое распространение, они являются экономичными и эффективными. Одним из таких способов является горизонтально-направленное бурение. Ощутимо меньший объем земляных и иных работ делает этот метод выгодной альтернативой традиционным траншейным способам прокладки трубопроводов и коммуникаций через водные преграды и иные препятствия [5].

Важным этапом прокладки трубопровода способом горизонтально-направленного бурения является расширение и калибровка ранее пробуренной пилотной скважины. На сегодняшний день существует большое многообразие конструкций расширителей для горизонтально-направленного бурения, позволяющих осуществлять работы в разных условиях [7]. Тем не менее вопросу повышения эффективности и оптимизации работ в горизонтально-направленном бурении, в том числе работ по расширению скважин, посвящено множество исследований. Для решения подобных задач необходимо выполнить целый комплекс работ, включающий в себя выбор конструкции расширителей, определение основных параметров взаимодействия расширителя с грунтом посредством экспериментальных исследований либо конечно-элементного моделирования, оптимизация данных параметров и , следовательно, оптимизация конструкции расширителя. Таким образом, работа по оптимизации конструкции расширителя является актуальной.

В данной работе предлагается конструкция расширителя, изменяющего свой эффективный размер при помощи воздействия на его подвижные сегменты. Общий вид расширителя представлен на рисунке 1. Наиболее близкая по принципу действия конструкция представлена в патенте Соединенных Штатов Америки №4.618.009, обладает преимуществом в виде возможности значительного увеличения диаметра расширения (до 10 раз), но отличается более сложным механизмом увеличения диаметра [2].

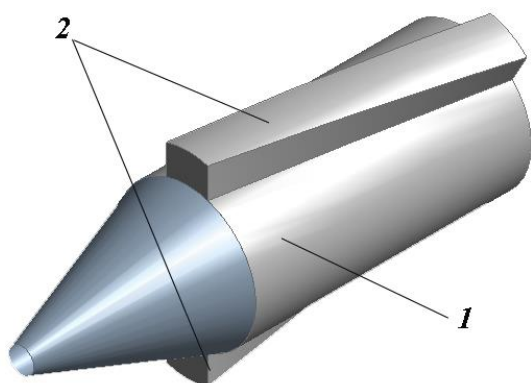


Рис.1 Общий вид расширителя переменного диаметра: 1 – корпус, 2 – подвижные сегменты

Расширитель переменного диаметра представляет собой обычный уплотняющий (бочковый) расширитель [7], с тем отличием, что его эффективный диаметр может изменяться под воздействием напора промывочной жидкости, либо посредством механического привода. Устройство состоит из корпуса 1 и подвижных сегментов 2 специальной формы. Принцип работы устройства состоит в вытеснении промывочной жидкостью, либо механическим приводом подвижных сегментов из положения покоя (Рисунок 2 а) в рабочее положение (Рисунок 2 б). Вытеснение подвижного сегмента в рабочее положение промывочной жидкостью будет достигаться особой формой нижней его части – на входе промывочной жидкости в канал расширителя между поверхностью канала и поверхностью сегмента имеется зазор, который уменьшается вдоль длины канала. Попадая в этот зазор, жидкость будет стремиться увеличить его и занять весь свободный объем канала в корпусе расширителя, при этом вытесняя подвижный сегмент. Возврат в положение покоя осуществляется за счет пружин. Активация подвижных сегментов за счет механического привода возможна в случае размещения внутри корпуса расширителя винта (червяка), который будет непосредственно соединяться с буровыми штангами, так что при вращении буровой колонны в одну сторону (например, по часовой стрелке) происходит вытеснение подвижных сегментов в рабочее положение, а при вращении в обратном направлении – их возврат в положение покоя.

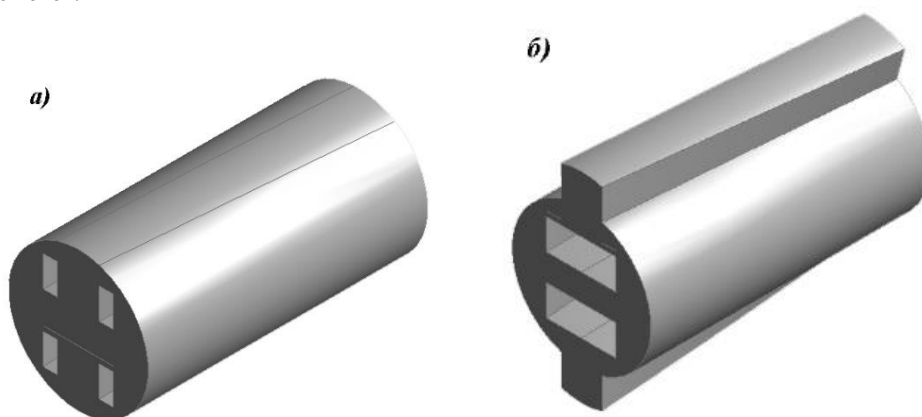


Рис.2 Положения подвижных сегментов расширителя:
а) положение покоя, б) рабочее положение

Форму канала вдоль корпуса расширителя и форму подвижного сегмента предлагается выполнить в виде винтовой линии, чтобы в рабочем положении подвижный сегмент образовывал шнековый транспортер. Шнековый способ бурения с большой эффективностью применяется при проходке скважин в мягких и средней крепости породах, а также в слабо цементированных галечниках, если размеры гальки меньше шага витка реборды. При движении породы от забоя к устью некоторая ее часть прижимается торцевой частью реборды к стенкам скважины, ошугатуривая и закрепляя их. Высокая скорость проходки скважины обуславливается быстрым разрушением и транспортом шнеками крупных кусков породы без дополнительного дробления [4]. Благодаря перечисленным достоинствам шнековый способ бурения нашел широкое применение в практической деятельности [1, 4, 7, 9].

Для оценки эффективности данной конструкции будет производиться ее моделирование с применением метода конечных элементов, а так же оптимизация ее геометрических параметров [3, 8, 9]. Оптимизация геометрии расширителя переменного диаметра должна сводиться к минимизации осевой реакции и момента сопротивления вращению, возникающих в процессе бурения скважины в грунте при заданном режиме работы силового оборудования. С учетом системы координат цифровой модели это осевая реакция R_x и момент

сопротивления вращению M_x . (Рис.3). Уравнение минимизируемого функционала оптимизационного алгоритма имеет вид:

$$F = \frac{R_y}{R_y^{\max}} + \frac{M_y}{M_y^{\max}} \quad (1)$$

где F – минимизируемый функционал;
 R_x, R_y, R_z – максимальное абсолютное значение реакции в опоре (ось X, Y, Z), кН;
 M_x, M_y, M_z – максимальное абсолютное значение момента вращения и изгибающих моментов (ось X, Y, Z), Н×м;
 $R_x^{\max}, R_y^{\max}, R_z^{\max}$ – максимальные значения реакций в опоре (ось X, Y, Z) по всей выборке, кН;
 $M_x^{\max}, M_y^{\max}, M_z^{\max}$ – соответственно максимальные значения момента вращения и изгибающих моментов по всей выборке, Н×м.

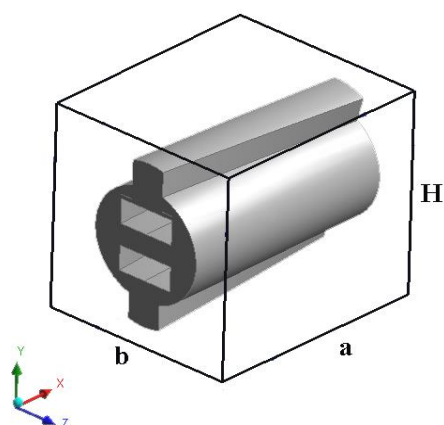


Рис.3 Расчетная схема модели: H – высота массива грунта, a – длина массива грунта, b – ширина массива грунта

подстановки значений геометрических параметров $X_1 \dots X_n$;

3. объединение сетки конечных элементов расширителя с основной сеткой грунтового массива, создание контактной поверхности и другие параметров модели;

4. после расчета модели по выходным файлам определяются значения целевого функционала F , а также параметры, заданные как ограничения;

5. оптимизационный алгоритм Эволюционная стратегия получает значение функционала F и генерирует новый набор параметров X_1, \dots, X_n , после чего повторяется шаг 2; расчет будет завершён по истечению заданного числа шагов цикла [8, 9].

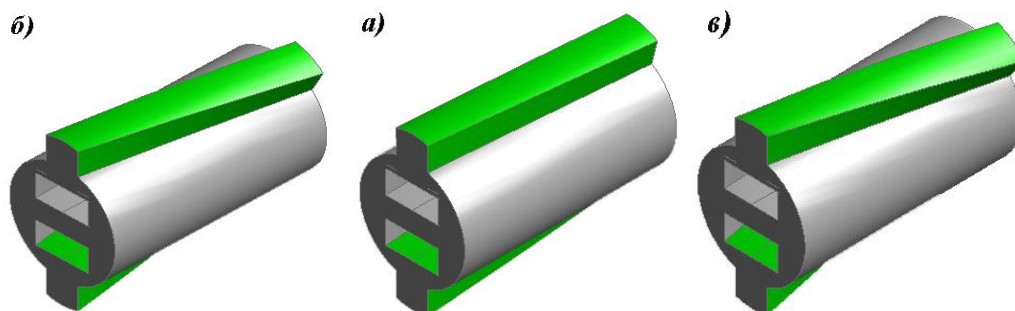


Рис.4 Зависимость формы расширителя от коэффициента поворота шнека вокруг оси расширителя: а) коэффициент поворота равен 0,04;

б) коэффициент поворота равен 0,08; в) коэффициент поворота равен 0,1

Данный метод оптимизации был успешно применен в [8, 9]. В этих работах с помощью конечно-элементного моделирования и алгоритма Эволюционная стратегия были получены значения для момента сопротивления вращению M_z и осевой реакции R_z в зависимости от варьируемых параметров геометрии породоразрушающего инструмента, полученные результаты были подтверждены полевыми испытаниями, что говорит о целесообразности применения подобного метода оптимизации в будущих исследованиях.

Вышеописанный метод оптимизации предполагается использовать для выбора геометрических параметров расширителя переменного диаметра, конструкция которого представлена в данной работе, которые позволят наиболее эффективно производить работы по расширению и калибровке скважин, сооружаемых горизонтально-направленным бурением в мягких деформируемых грунтах (глинистые, песчаные).

Преимуществами предложенной конструкции являются возможность создания скважин различного диаметра при помощи одного расширителя, возможность силового воздействия на стенки скважины с целью их уплотнения, возможность избавления от "сальников" на инструменте, снижение вероятности "прихвата" инструмента в процессе расширения. К недостаткам относится сложность в изготовлении.

Предложенный расширитель переменного диаметра может быть особенно актуальным при прокладке трубопроводов большого диаметра, то есть при сооружении подводных переходов магистральных трубопроводов, при прокладке канализации в городе в условиях плотной застройки, а так же при сооружении переходов трубопроводов через автомобильные и железные дороги.

Литература

1. Prasenjit Basu, Monica Prezzi, Dipanjan Basu Drilled displacement piles – current practice and design//DFI Journal–Hawthorne NJ, 2010 – Vol.4 №1. – С. 3 – 21
2. Пат. 4.618.009. United States Reaming tool Thurman B.Carter, Carl D. Reynolds, Larry R. Mundorf. Опубл. 21.10.1986
3. Компьютерное моделирование технологий в нефтегазовом деле. Лабораторный практикум: учебное пособие / Под ред. П.В. Бурков, С.П. Буркова – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. – 143 с.
4. Современные способы бурения скважин: учебное пособие / Под ред. Воздвиженский Б.И., Сидоренко А.К., Скорняков А.К. – М.: Недра, 1970. – 350 с.
5. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / Под ред. В.Г.Крец, А.В.Рудаченко, В.А.Шмурыгин. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. – 328 с.
6. Методы оптимизации / Под ред. Н. Н. Моисеев, Ю. Н. Иванилов, Е. М. Столярова – М.: Наука, 1978. – 352 с.
7. ООО ТД «БурСвязьКомплект» – оборудование для горизонтально-направленного бурения: Расширители [Электронный ресурс]: сайт компании / ООО ТД «БурСвязьКомплект» / URL: <http://gnb-ustanovki.ru/produkcija/burovoy-instrument/rasshiriteli.html> (дата обращения: 16.02.2014)
8. Поварницын С. В., Рудаченко А. В., Ревазов А. М. Определение деформаций грунта в процессе бестраншейной прокладки трубопровода // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 4. – С. 61–63.
9. Поварницын С. В., Рудаченко А. В. Методика расчета силовых характеристик взаимодействия инструмента вращательно-вдавливающего действия с окружающим грунтом // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2012. – № 0В3. – С. 391–398.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

И.М. Комлев, И.Е. Чаплин

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт является наиболее экономичным и эффективным видом транспорта жидких и газообразных. В настоящее время на территории России эксплуатируется более 200 тыс. км магистральных нефтегазопроductопроводов и 350 тыс. км промысловых [1]. Однако состояние трубопроводных транспортных систем оставляет желать лучшего. Число аварий увеличивается с каждым годом ввиду их изношенности (около 70% трубопроводов эксплуатируются более 20 лет, срок службы более 300 тыс. км нефтегазопроводов диаметром от 219 до 1600 мм истек или истекает в ближайшие годы) [2]. Очевидно, что проблема заключается в разработке износостойких трубопроводов, которые в свою очередь будут позволять, ввиду своих конструктивных особенностей, увеличивать пропускную способность, снижая при этом мощность, необходимую для перекачки.

Одним из современных перспективных средств совершенствования систем трубопроводного транспорта является широкое внедрение хорошо зарекомендовавших себя в авиа- ракетно-космической технике композиционно-волоконистых материалов (КВМ).

Однако в настоящее время пока еще симпатии проектировщиков трубопроводов ориентированы на использование широко распространенных, но не всегда надежных, традиционных конструкционных материалов. Связано это, в первую очередь, с тем, что потенциальные возможности КВМ не всегда реализуются в конструкциях полностью. В ряде случаев это обусловлено тем, что практика создания трубопроводов из КВМ столкнулась с рядом сложных проблем, требующих научного изучения и исследований. К ним относятся низкая трещиностойкость композитных труб при действии внутреннего давления, приводящая к потере герметичности; недостаточная надежность работы соединительных элементов при длительной эксплуатации композиционных труб; высокая стоимость композиционных материалов и, соответственно, готовой продукции.

Автором [3] была разработана конструкция композиционной трубы с внутренним рифленным герметизирующим слоем, позволяющая решить ряд из вышеперечисленных проблем.

В основе конструкции композиционной трубы с рифленным герметизирующим слоем лежит интегральная схема комплексного спиральноперекрестного и тангенциального армирования 3D. Непрерывная высокоскоростная спиральная намотка, перекрестная под углом $\pm 45^\circ$, с бандажирующим винтовым слоем обеспечивает технологическую рациональность изготовления трубы на самом высоком уровне. Спирально-перекрестное армирование позволяет направить энергию упругой деформации стенки от действия внутреннего давления на внутрискрустные силовые смещения спиральных линий (волокон арматуры) от углов $\pm 45^\circ$ в сторону равновесных $\pm 55^\circ 44''$. Образовавшиеся трансверсальные микротрещины при этом спонтанно смыкаются

и самогерметизируются. Благодаря этому явлению трещиностойкость и герметичность трубы существенно возрастает.

Также экспериментально установлено, что скорость потока в трубе со спирально-рифленным внутренним герметизирующим слоем превосходит скорость потока в трубе с обычным герметизирующим слоем из эластомерных материалов.

Таким образом, конструкция стеклопластиковой трубы с рифленным герметизирующим слоем позволяет не только избежать нежелательного явления в виде разгерметизации стенок трубы, но и ускорить поток по сравнению с металлической трубой, повышая тем самым пропускную способность трубопровода.

Следующим современным методом повышения пропускной способности трубопровода является нанесение на внутреннюю стенку трубы гладкостного покрытия.

Согласно литературным данным [4] применение труб с внутренним гладкостным покрытием уменьшает гидравлическое сопротивление в среднем на 12,5 %, что при фиксированной производительности позволяет снизить необходимую мощность для перекачки газа на КС до 0,820-0,840 от исходного значения. Удельное снижение потребляемой мощности КС и соответствующее уменьшение расхода топливного газа на каждый километр оценивается для газопровода DN 1420 в 42-46 кВт/км или 150-175 тыс.м³/(год·км). Впервые трубы с внутренним гладкостным покрытием были использованы для строительства газопровода в 1966 г. в Германии. В России такие трубы впервые применялись при строительстве магистрального газопровода «Голубой поток». В настоящее время при строительстве магистральных газопроводов все трубы большого диаметра (более 1020 мм) должны поставляться только с внутренним гладкостным покрытием.

В настоящее время технология нанесения на трубы большого диаметра внутренних гладкостных покрытий уже освоена на пяти трубоизоляционных заводах в России, при этом производительность технологических линий на данных заводах составляет от 400 до 800 м²/ч. На ряде заводов в ближайшее время планируется освоить технологию нанесения внутренних гладкостных покрытий на трубы малого и среднего диаметра (от 273 мм включительно).

Для внутренней изоляции газопроводов могут применяться покрытия на основе различных материалов: эпоксидных, полиуретановых, виниловых, фенольных и других смол. Однако наиболее используемым материалом для нанесения гладкостных покрытий в настоящее время являются композиции на основе именно эпоксидных смол с содержанием растворителя от 0 до 40 %. Покрытия на основе эпоксидных смол обладают хорошей адгезией к металлу, достаточно высокими физико-механическими свойствами, высокой стойкостью к химическим и атмосферным воздействиям.

Толщина внутренних гладкостных покрытий, согласно действующим нормативным требованиям, должна составлять от 60 до 150 мкм [5]. Считается, что данная толщина является недостаточной для обеспечения долговременной защиты металла труб от коррозии - по требованию ГОСТ 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» толщина антикоррозионных эпоксидных покрытий должна составлять минимум 350 мкм. Однако, хотя защита от коррозии и не является принципиальной функцией гладкостного покрытия (транспортируемый газ предварительно подготавливается, проходит очистку и не является коррозионно-агрессивной средой), гладкостное покрытие, как показывает практика, достаточно эффективно предохраняет внутреннюю поверхность труб от атмосферной коррозии при хранении их в условиях воздействия агрессивной среды. Так, гладкостные покрытия практически не теряют своих антифрикционных свойств при хранении труб даже в приморском климате, тогда как внутренняя поверхность труб без покрытия в подобных условиях значительно увеличивает свою шероховатость.

Определенным преимуществом внутренних покрытий является относительная простота проведения ремонта дефектов, который осуществляется посредством ручного нанесения на восстановленную (очищенную) металлическую поверхность ремонтного эпоксидного материала.

Преимущества и накопленный опыт по нанесению и эксплуатации гладкостных покрытий определяют уверенные перспективы развития данного направления в будущем. Эти перспективы связаны как с увеличением объемов и номенклатуры выпускаемых труб с внутренним гладкостным покрытием (в частности, с освоением технологий нанесения гладкостных покрытий на трубы малого диаметра и на соединительные детали), так и с повышением качества и эффективности самого покрытия [6].

Литература

1. Бобылев Л. М. Труба или решето? // Нефть России. — 2000. — №1. — С. 64-68.
2. Бобылев Л. М. Как не допустить экологической катастрофы // Независимая газета. 05. 02. 99.
3. Ягубов Э.З. Композитно-волоконная труба нефтегазового назначения // Технологии нефти и газа. — 2009. - №63. — С. 55-57.
4. Седых А. Д., Белозеров Л. Г., Галиуллин З.Т. Внутренние покрытия труб на магистральных газопроводах. - М.: ИРЦ Газпром, 2006.
5. СТО Газпром 2-2.2-180-2007 «Технические требования на внутреннее гладкостное покрытие труб для строительства магистральных газопроводов».
6. Сазонов А.П., Латышев А.В., Петрусенко Е.В., Савостина Н.И. Производство и опыт эксплуатации внутренних гладкостных покрытий для магистральных газопроводов // Газовая промышленность. — 2012. - №683. — С. 76-78.

**ВЛИЯНИЕ НАВОДОРОЖИВАНИЯ НА МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МЕТАЛЛА
ТРУБОПРОВОДОВ**

И.М. Комлев, И.Е. Чаплин

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

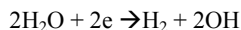
Одним из способов защиты подземной линейной части газопроводов от коррозии является электрохимическая защита металла труб. Результаты исследований влияния катодной защиты на стойкость газопроводов высокого давления к коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН) противоречивы и неоднозначны. В ряде работ отмечается, что срок службы газопроводов наиболее целесообразно повышать включением электрохимической защиты [1]. Получены данные, согласно которым электрохимическая защита газопроводов с истекшим или близким к нему сроком службы стабилизирует, а во многих случаях и улучшает физико-механические свойства металла (пределы прочности и текучести, относительное удлинение) [2]. С другой стороны, есть данные, согласно которым отказы на МГ по причине КРН (как изолированных, так и неизолированных) происходили в период подключения катодной защиты. Такие аварии произошли на нескольких неизолированных газопроводах, эксплуатировавшихся в течение 9-16 лет [3].

Многолетний опыт эксплуатации МГ показал, что если в грунтах присутствуют карбонаты кальция и трубопровод катодно защищен, то на нем осаждаются карбонаты кальция и железа, т. е. происходит блокирование дефектов изоляции известковыми слоями, и в случае временного отключения катодной защиты известковые слои, отложившиеся в дефектах покрытия труб, будут предотвращать переход железа в электролит. Величина поляризационного потенциала, как правило, устанавливается в пределах: -0,55... -0,80 В относительно нормального водородного электрода (н. в. э.) или -0,85...-1,1 В относительно медно-сульфатного электрода сравнения [4].

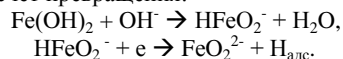
Катодная защита может стать причиной наводороживания металла труб в процессе их эксплуатации. Для объяснения влияния водорода на механические свойства железа и сплавов на его основе наиболее часто применяют декогезионную модель, в основу которой положены представления о понижении сил притяжения (когезии) между атомами металла при абсорбции водорода и повышении его растворимости в металлической решетке под действием напряжений [5].

Водород может образовываться на поверхности труб в результате протекания следующих электрохимических процессов:

- в нейтральных и слабощелочных средах при достижении потенциалов электрохимического разложения воды и выделения водорода:

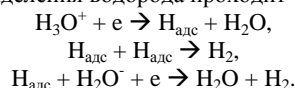


- щелочных средах возможно образование и проникновение атомов водорода в объем металла. Водород образуется и проникает в металл за счет превращения:



Скорость проникновения водорода определяется концентрацией $\text{Fe}(\text{OH})_2$, на поверхности стали, а HFeO_2^- выступает в роли переносчика протонов.

- в кислых средах реакция катодного выделения водорода проходит через стадии:



В микроструктуре металла имеется много мест, присутствие водорода в которых может играть определяющую роль с точки зрения разрушения. К их числу относятся сама решетка, а также границы зерен, полости и дислокации.

Сталь, содержащая водород в междоузлиях кристаллической решетки, не всегда разрушается. Она почти всегда теряет пластичность (водородное охрупчивание), но растрескивание обычно происходит только при одновременном воздействии высокого, приложенного извне или остаточного растягивающего напряжения. Разрушение такого типа называют водородным растрескиванием под напряжением. Трещины при этом носят транскристаллитный характер.

Особенностью водородного растрескивания является задержка появления трещин после приложения нагрузки. Это связано со временем, необходимым для того, чтобы диффузия водорода к участкам возле центра будущей трещины произошла в достаточном объеме, обеспечивающем достижение определенной разрушающей концентрации. При достижении критической концентрации водорода образуются отдельные микротрещины, которые впоследствии соединяются с магистральной.

Важно определить условия, позволяющие по распределению водорода в зоне предразрушения и создавшейся там упруго-пластической ситуации определить момент элементарного локального разрушения. Исходным состоянием водорода для диффузии в объем металла является слой адсорбированных на поверхности металла атомов водорода.

Проникновение водорода представляет собой цепь последовательных процессов (адсорбция, абсорбция, диффузия и десорбция), протекающих как на поверхности металла, так и в объеме.

Причины проникновения водорода в железо до конца не раскрыты. Считается, что скорость диффузии водорода зависит от трех факторов: степени заполнения поверхности водородом, т. е. от его концентрации, энергии, необходимой для переноса его в объем металла, т. е. прочности связи $Me - H_{адс}$, и энергии реакции рекомбинации атомов водорода. В работе [6] сделано заключение, что хотя энергия связи $Me - H_{адс}$ и влияет на диффузию водорода, но не она определяет диффузию, а концентрация атомов водорода на поверхности. Ряд исследователей полагают, что определяющим фактором в скорости диффузии является не концентрация атомов водорода на поверхности, а энергия связи $Me - H_{адс}$. Проникновение водорода в металл происходит в одном элементарном процессе - разряде.

Литература

1. Гусак В. Д. Оценка срока службы участков газопровода с коррозионной каверной // Газовая промышленность. - 1991. - №2. - С. 18-19.
2. Скрицкий Р. Р. Катодная поляризация как метод стабилизации физико-химических параметров подземного трубопровода // Защита металлов. - 1993. - Т29. - №3. - С. 337-343.
3. Parkins R. N., Fessler R. P. Line pipe stress corrosion cracking - mechanisms and remedies // Corrosion'86. - Houston, 1986, 17-19 March. - Pap. 320. - P. 1-19.
4. Волков Б. Г., Тесов Н. И., Шуванов В. В. Справочник по защите подземных металлических сооружений от коррозии. - Л.: Недра, 1975. - 224 с.
5. Oani R. A. Hydrogen - The versatile embrittler // Corrosion (USA). - 1987. - Vol. 43. - № 7. - P 390-397.
6. Никольский И. В. Наводороживание стали при кислотном травлении. - М.: Просвещение, 1968. - 136 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬНО-СМОЛИСТЫХ И ПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ

И. М. Комлев, И. Е. Чаплин

Научный руководитель доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Специалисты отмечают, что повышенное потребление электроэнергии на МН происходит на участках, где возникают условия аккумуляции внутритрубных образований — водных и газовых скоплений, отложений смол, песка, парафина. Наличие парафина отрицательно сказывается на транспортабельности нефти. Выпадая на стенках трубопроводов, парафин уменьшает их сечение, в результате снижается интенсивность перекачки нефти по трубопроводам, увеличивается гидравлическое сопротивление и снижается пропускная способность, что приводит к повышенному электропотреблению, а также изменяется химический состав товарной нефти [1].

Основными факторами образования асфальтено-смолопарафиновых отложений (АСПО) являются [2]:

- присутствие в нефти способных к осаждению асфальтено-смолопарафиновых веществ (АСПВ);
- свойства внутритрубной поверхности;
- физико-химические свойства транспортируемой среды и технологические условия перекачки (скорость течения, температура и давление перекачиваемой нефти).

Рассмотрим три варианта исполнения нефтепровода:

- 1) магистральный нефтепровод;
- 2) магистральный нефтепровод с лупингом;
- 3) сборный коллектор.

Для каждого приведем расчет потерь напора в результате образования АСПО (табл. 1).

Таблица 1

Анализ потерь гидравлического напора в трубопроводах различной категории сложности

D _н , мм	МН				Нефтеборный коллектор							
	1220	1220	1220	1220	147	134	183	189	147	134	183	189
L, м	1000	1000	1000	1000	10	10	10	10	10	10	10	10
δ, мм	12	12	12	12	3	2	4	6	3	2	4	6
V, м/с	2,856	2,856	2,856	2,856	4,85	4,85	4,85	10,3	4,85	4,85	4,85	10,3
δ _{нз} , мм	0	10	0	8,5	0	0	0	0	3	3	3	3
h, м	7,13	7,28	18,503	18,837	9,12				9,608			
Δ h, %	2,086		1,774		5,072				5,072			

Таким образом, можно сделать вывод, что образование даже незначительного слоя АСПО значительно увеличивает потери напора. В связи с этим актуальной задачей является предотвращение образования АСПО с помощью следующих методов:

- технологический;
- тепловой;
- физический;
- химический.

Технологический метод заключается в футеровке внутренней поверхности трубы (нанесение покрытий из стекла, эмали, эпоксидной смолы, полиэтилена и т.п.). Действие защитных покрытий обуславливают слабую сцепляемость с поверхности трубы с парафином. Футеровка позволяет не только бороться с отложениями парафина, но и коррозией. Для предотвращения отложений, условием эффективности метода является оптимальная линейная скорость жидкости (воды с нефтью) относительно футерованной поверхности, достаточная для отрыва и уноса рыхлых отложений. Рыхлые отложения образуются в случаях, когда смачиваемость водой поверхности материала покрытия лучше смачиваемости нефтью. По степени возрастания смачиваемости водой (по гидрофильности) материалы располагаются в следующий ряд: сталь (гидрофобна), полиэтилен (инертен), эпоксидная смола (малая гидрофильность), эмаль и стекло (хорошая гидрофильность), то есть наиболее рыхлые и менее прочные отложения образуются на поверхности стекла [3].

Тепловой метод заключается в подогреве нефти и нефтепродуктов на насосно-тепловых и тепловых станциях, в связи с этим применяются подогреватели различных конструкций. На головной станции подогрев осуществляется, как правило, в резервуарах, оборудованных закрытыми пароподогревателями секционного или змеевикового типа или с применением паровых теплообменников.

Существуют и комбинированные способы подогрева, то есть с подогревом нефти в резервуарах с последующим доведением температуры до оптимального значения в теплообменниках, устанавливаемых группами на всасывании насосов.

Физические методы основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию.

Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб [4].

Воздействие магнитных полей следует отнести к наиболее перспективным физическим методам. Видимо, данный метод имеет узкую область оптимального применения, в зависимости от физико-химических свойств и компонентного состава нефтей и вод конкретного объекта.

Воздействие магнитных полей следует отнести к наиболее перспективным физическим методам. Использование в нефтедобыче магнитных устройств для предотвращения АСПО началось в пятидесятые годы прошлого века, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. Отсутствовали магниты, достаточно долго и стабильно работающие в условиях скважины. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на АСПО значительно возрос, что связано с появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов. В настоящее время около 30 различных организаций предлагает магнитные депарафинизаторы [5].

Одна из самых серьезных проблем, возникающих при транспортировке нефти, - ее склонность к образованию твердой фазы из парафинов смол и асфальтенов (АСПО). Этот фактор приобретает особое значение в зимних условиях при низких температурах. Для снижения вязкости нефти, как правило, используются различные депрессорные присадки, добавляемые в поток перекачиваемой нефти [6].

Так же целесообразно проведение внутритрубной очистки механическим методом.

- использование очистительных скребков;
- очистка трубопровода гелевыми системами.

Таким образом, изучение современных и перспективных методов предотвращения и удаления АСПО в резервуарах и магистральных нефтепроводах, является обязательным условием для обеспечения бесперебойной поставки жидких углеводородов потребителю, беспрепятственному выводу из эксплуатации и ремонту линейной части МН, а так же для качественного проведения товарно-коммерческих операции между грузоотправителем и грузополучателем.

Литература

1. Закожурников Ю.А. "Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газа «ИД Ин-Фолио2010». — с. 382-387.
2. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводовспб.: Недра, 2008. — с. 314-320.
3. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов РД 153-39.4-056-00.
4. ОР-16.01-60.30.00-КТН-030-2-05 . правила технической диагностики нефтепроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации.
5. С. М. Вайншток. Трубопроводный транспорт нефти. - М.: Недра, 2004. -235-240 с.
6. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО АК «Транснефть» специальными очистными устройствами (скребками) инструкция по эксплуатации очистного скребка СКР ОАО «Диаскан».

АНАЛИЗ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДОВ В СЕЙСМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ РЕГИОНАХ

А.М. Майкова, К.А. Оздоев

научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время трубопроводный транспорт имеет множество проблем, связанных с промышленной безопасностью, основная из которых геодинамическая безопасность, состоящая из многих факторов,

проанализировать которые необходимо для устранения повышенного развития деформаций. Сложнейшей техническим вопросом является строительство и обслуживание подземных нефтепроводов. Это происходит из-за того что сильно затруднен контроль текущего состояния, значительно снижена возможность быстрого мониторинга и ликвидации порывов в трубе.

В Российской Федерации примерно 20% земель подвергаются частым землетрясениям по шкале Рихтера более 7 баллов, более 5% земель - 8-9 баллов. К этим районам относят Северный Кавказ, Прибайкалье, Якутию, Сахалин, Камчатку и Курильские острова.[1]

Метод подземной прокладки имеет достаточно много недостатков, однако он всё же имеет место быть в нефтегазовой промышленности. Так же разрабатываются различные решения технологических проблем, существующих в данном методе прокладки. Во время строительства трубопроводов по схеме проекта Сахалин II/ Фаза II новшеством стало создание «специальных траншей», доктрина которых основывается на положении о том, что во время движения по разлому трубопровод поглощает движения, не подвергаясь слишком большой деформации. При смещении бортов разлома, материал не должен ограничивать количество движения трубопровода. Для того чтобы не было проникновения воды в траншею, на каждом участке трубопровода, где существует пересечение с разломом, были представлены следующие решения:

1) Дренажные траншеи - заполненные песком или легким материалом засыпки (ЛМЗ). Используются при наличии на участке водопроницаемого грунта, подходящего для подземного отведения вод гидростатическим напором (в холодные месяцы) (Рис.3).

2) Водонепроницаемые траншеи - заполненные песком или ЛМЗ. Это решение представляет собой герметизацию путем обертывания траншеи геомембранами и сварки их между собой, что способствует сохранению сухости. Дренажный композит МакДрейн 2L размещается до гидроизоляционной геомембраны для того, чтобы уменьшить давление водного напора на стенку траншеи и выведения воды в дренаж проходящий на нижней образующей трубы. Дренажная основа сделана из полипропиленовой нити. В зависимости от типа материала полипропиленовая нить может быть разной толщины и массы. При необходимости одну сторону можно заламинировать водонепроницаемой пленкой, что придаст геокомпозитам особые характеристики по водонепроницаемости. [2]



Рис 1. Водонепроницаемые траншеи

Благодаря новым технологиям труба может двигаться под землей в случае сейсмических деформаций грунта и сохранить её в целостности. Учитывая тот факт, что при сейсмических подвижках земной коры могут быть горизонтальные и вертикальные деформации грунтов, что возьмёт на себя роль в помощи предупреждения порывов трубопроводов и катастрофические последствия для природы.

Был проведен анализ работы магистрального нефтепровода. Были получены результаты, отражающие распределение давления на опорах при постоянных нагрузках и резких перепадах на опорах.

В процессе моделирования работы опор специального типа было выявлено, что данный тип опор хорошо работает на продольные нагрузки, и плохо реагирует на срезающие нагрузки, действующие вдоль тела трубы. Поэтому необходима существенная доработка конструкции опор для увеличения запаса прочности на срезающие нагрузки.[2]

На сегодняшний день, положение дел такого, что энергетический баланс всего мира к 2050 году должен быть удвоен, так как на много возрастёт потребление энергии. Из-за медленного, но уверенного истощения ресурсов, а также достаточно сильного повышения их стоимости, приходится прибегать к разработке месторождений в удалённых, труднодоступных регионах страны со сложными природными условиями. К ним относится сейсмическая активность, а соответственно и сооружению трубопроводных систем в таких условиях. Как известно, этот процесс осложнён различными факторами, поэтому разработка современных методов обеспечения полной работоспособности, долговечности и надежности нефтепроводов является актуальным вопросом на сегодняшний день.

Литература

1. Андреева, Е.В. Разработка методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004365000/rsl01004365344/rsl01004365344.pdf>
2. Seismic risk and onshore pipeline portion of Sakhalin Energy investment company's Sakhalin-II Phase 2 project: unanswered questions.- Moscow, 2004, http://www.maccaferri.ru/main/projects/projects_history

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ НА МЕРЗЛЫЙ НЕУСТОЙЧИВЫЙ ГРУНТ

А. Б. Паймухин

Научный руководитель доцент А.В. Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтепровод, как и любой предмет человеческой деятельности, оказывает влияние на окружающую среду, в нашем случае эта среда мерзлый грунт. Эксплуатация нефтепровода в условиях такого грунта требует повышенного внимания для безаварийной работы. Работу нефтепровода, прокладываемого на мерзлом грунте, необходимо выполнять по одному из критериев, который характеризует мерзлый грунт, прежде всего, как основание под строительство: I критерий с сохранением грунта в основании трубопровода в естественном мерзлом состоянии; II критерий с допущением оттаивания грунта в основании трубопровода [2]. В связи с интенсивным освоением районов распространения мерзлых грунтов: Якутия, Ямал, север Томской области, первый критерий остановится очень затратным и инженеры чаще пользуются принципом мерзлых грунтов с допущением оттаивания в процессе эксплуатации нефтепровода, т.е. использование по II критерию.

Так как грунт находится в мерзлом состоянии преимущественно в период осенне-зимний, то укладка нефтепровода в траншею осуществляется именно в это время, так как в период его оттаивания проезд техники становится невозможным. Следовательно, положение трубы в мерзлом грунте считается начальным состоянием нефтепровода, а напряженно-деформированное состояние трубы необходимо отслеживать с учетом свойств грунта, в который заглублен нефтепровод [3].

Нефть движется по нефтепроводу с положительной температурой, иначе увеличивается ее вязкость и транспортировка осложняется. В процессе перекачки «теплая» от нефти труба контактирует с грунтом, вызывая его оттаивание. Величина оттаивания может колебаться, так как на протяжении трассы встречаются различные грунты с различными свойствами, а так же при изменении диаметра самой трубы. Результат оттаивания грунтового массива при взаимодействии нефтепровода и грунта ореол оттаивания. Его величина приводит к просадке грунта, и следовательно, изгибам, провисанию отдельных участков трубы, перемещением вследствие которого нефтепровод может разрушиться.

Процесс осадки слоя оттаявшего грунта состоит из нескольких этапов:

1. Осадка оттаивания учитывает осадку основания, складывающуюся из изменения объема льда при переходе его в воду и изменения объема от некоторого закрытия макротрещин грунта при оттаивании. Величина осадки оттаивания зависит от физико-механических свойств грунта, характеризуемых величиной коэффициента оттаивания;

2. Осадку уплотнения слоя грунта. Осадка оттаивания учитывает осадку грунта от собственного веса и внешней нагрузки. Величина осадки уплотнения зависит от физико-механических свойств грунта, характеризуемых величиной коэффициента относительного уплотнения (сжимаемости) [1].

Для того чтобы рассчитать примерную толщину слоя оттаявшего грунта необходимо сначала просчитать размер ореола оттаивания на границе перехода мерзлого грунта в талый.

Толщина слоя оттаявшего грунта определяется по результатам расчетов размеров ореола оттаивания по границе раздела талого и мерзлого грунта. Грунт при оттаивании и повышении температуры до перехода из состояния льда в воду, значительно увеличивает свою сжимаемость именно поэтому граница таломерзлой зоны проходит в районе изоэры «-0». Значения мощности оттаявшего грунта необходимо по всей длине трубопровода находящегося в зоне влияния мерзлого грунта.

В эксплуатирующих компаниях для прогнозирования состояния нефтепроводных систем на участках с мерзлыми грунтами разрабатывают специальные программы которые решают следующие задачи:

1. Определение участков, которые наиболее подвержены оттаиванию;
2. Прогнозные расчеты температурного состояния при работе нефтепровода в разных режимах перекачки;
3. Прогнозные расчеты положения трубопровода после оттаивания и усадки грунта;
4. Методы борьбы с оттаиванием и растеплением грунта.

Прогнозирование оттаивания грунтового массива от влияния нефтепровода и, соответственно, осадка последнего ведется в соответствии со РСН 67-87 «Составление прогноза измерений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами»[4]. Однако, существует ряд программных комплексов, которые делают эту процедуру проще. Программы ANSYS, SPipe и СТАРТ имеют несколько преимуществ, а именно: возможность учета пространственной конфигурации нефтепровода, включая отводы горячего и холодного гнутья; взаимодействие нефтепровода с грунтом основания и грунтом засыпки по трем направлениям; относительную простоту построения и изменения расчетной модели нефтепровода; расчет производится на компьютере, в связи с чем исключается необходимость проводить трудоемкие ручные вычисления.

Опыт отечественных строителей и работников транспортных нефтяных предприятий очень пригодился в борьбе с оттаиванием грунта под нефтепроводом. Современные нефтепроводы уже на стадии проектирования оснащаются всеми средствами по предотвращению оттаивания грунта. Старые же нефтепроводы модернизируются и усовершенствуются средствами защиты. В наличии инженеров огромный перечень средств, которые воздействуют на нефтепровод, и приспособления для поддержания грунта в устойчивом состоянии. Термостабилизаторы, специальный вид изоляции, охлаждающие грунт сваи все это далеко не весь перечень средств. Одна из последних разработок прокладка под нефтепроводом небольшого газопровода по которому ведется природный газ с пониженной температурой, что поддерживает грунт в его мерзлом состоянии.

На примере нефтепровода «Восточная Сибирь Тихий океан-1» был произведен расчет ореолов оттаивания и тепловой осадки грунта. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчета величины оттаивания основания и осадки нефтепровода на мерзлом грунте [1]

Участок	Эксплуатационные километры	Год							
		2010 г.		2012 г.		2014 г.		2037 г.	
		Глубина оттаивания, м	Осадк а, см	Глубина оттаивания, м	Осадк а, см	Глубина оттаивания, м	Осадк а, см	Глубина оттаивания, м	Осадк а, см
1	464,0+76	1,10	1,30	1,75	3,10	2,25	4,50	4,85	11,8
2	1109,0+01,3	0,80	0,60	1,05	1,10	1,25	1,70	3,15	7,00
3	1678,1+01,3	1,00	1,30	1,65	4,90	2,30	8,60	4,90	48,9
4	1865,1+82	0,50	0,40	0,90	0,70	0,95	0,80	3,55	5,50
5	1747,6+75	0,55	0,4	0,8	0,6	0,85	0,7	2,25	0,7
6	1755,3+50	0,60	0,5	1,00	1,1	1,10	1,5	2,35	6,5
7	1757,3+40	0,60	0,5	1,05	1,3	1,15	1,7	2,95	8,9

По результатам исследований, представленных в таблице, можно проследить закономерность, что глубина оттаивания с каждым годом увеличивается, и зависит это от множества факторов: температура, влажность, вид грунта, затененность поверхности, наличия снежного покрова. Вовремя принятые меры по предотвращению оттаивания приведут к аварийной ситуации на нефтепроводе, что приведет к экономическим затратам и экологической опасности.

Литература

1. Горохов Е.Н.. Обеспечение экологической безопасности нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» на участках, проложенных в многолетнемерзлых грунтах //Приволжский научный журнал. – Нижний Новгород, 2011. – № 3. – С. 161
2. Клейн Г. К. Расчет подземных трубопроводов.– М.: Недра, 1969.– 156 с.
3. Кутузова Т.Т. Оценка прочности нефтегазопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: Диссертация канд. тех. наук. – Тюмень, 1999г. – 48с.
4. РСН 67-87 «Составление прогноза измерений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами» URL: <http://www.gosthelp.ru/text/RSN6787Inxhenernyskan.html>; Дата доступа: 24/03/2014.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ И ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО ГАЗОПРОВОДА ПОСЛЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

К.Н.Першин

Научный руководитель доцент А.В.Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

В мае 2007 года, для проведения исследования результатов влияния окружающей среды на физические свойства и структуру стенок газопровода из полиэтилена, который служил распределительным газопроводом в Саратовской области более 10 лет. Анализом полимерных образцов занимались представителями «СаратовзапсибНИИпроект», являющимся структурным подразделением холдинга «Запсибгазпром». Для исследования были взяты два отрезка трубы: из середины секции трубы и элемент в месте сварного соединения двух секций.

Используя метод, дифференциальной сканирующей калометрии были исследованы параметры индукционного окисления трубы, температуру плавления и кристаллизации, так же при динамическом нагревании и охлаждении была оценена степень кристалличности исследуемых образцов. Полученные в ходе исследования данные приведены в таблице 1.

Исследование термостабильности и теплофизических параметров рассматриваемых образцов показало, что:

1. Окисление внутренней поверхности трубы происходит практически сразу при поступлении кислорода в систему, а в среднем и внешнем слое это время равно порядка 5 минут.

2. Для внутренних слоев также характерны низкие значения энтальпии плавления и невысокой степенью кристалличности.

3. Скорость процесса кристаллизации полимера во внутреннем и наружном слое довольно близки, также следует отметить замедление процесса в среднем слое образца.

Полученные в ходе исследования данные говорят о том, что антиоксиданты вымываются из внутренних слоев полиэтиленовых труб природным газом. Этот процесс вызывает рекристаллизацию, а также потерю термостабильности и прочие процессы, влияющие на скорость старения полимерных материалов.

Используя метод высокотемпературной гелипроникающей хроматографии, были исследованы молекулярно-массовые характеристики образцов трубы. Результаты эксперимента показали, что внешний и

внутренний отличаются по молекулярной массе, от среднего, почти в 2 раза. Это может являться результатом смещения низкомолекулярных фракций от центра, в процессе производства труб, также это можно объяснить физическим и химическим процессом старения.



Рис. 1 Срез середины секции

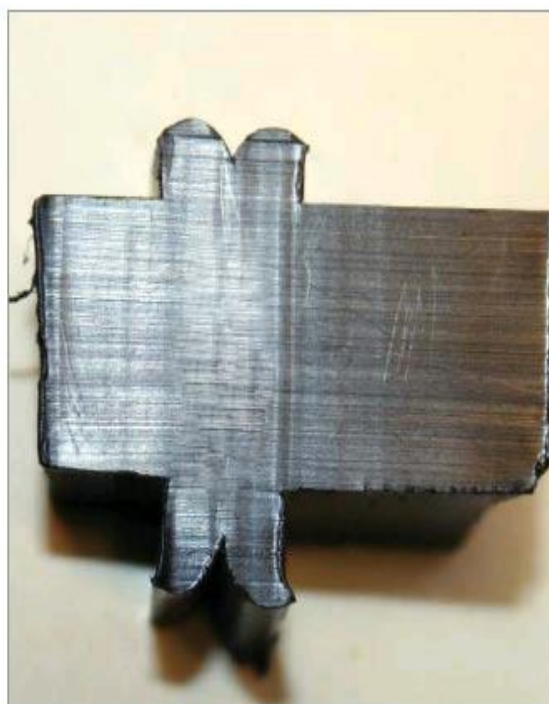


Рис. 2 Сварное соединение двух секций

Таблица 1

Изменение характеристик материала

Образец	Слой образца	Период окисления Мин.	Энтальпия плавления Дж/г	Кристалличность %	Температура плавления С	Температура кристаллизации
Середина секции	Наружный	5,5	197,7	67,5	131,2	113
	Средний	4,8	199,5	68,1	132,9	112,9
	Внутренний	0	186,1	63,5	132,3	112,8
Сварное соединение	Наружный	4,7	180	61,5	133,4	112,7
	Средний	5	186,1	63,5	133,4	113,1
	Внутренний	0	177,6	60,6	132,2	113,4

Исследование механических характеристик материала, проходили согласно с ГОСТ 11262 [2] путем растяжения стандартных образцов, которые были вырублены из трубы как вдоль, так и поперек. Полученные характеристики показаны в таблице 2.

Для поведения рассматриваемых образцов характерно увеличением нагрузки с нарастанием деформации, а также появления локального сужения, при котором рост нагрузки прекращается, а при дальнейшем растяжении происходит дальнейшее уменьшение узкой зоны образца, вплоть до разделения его на части. При испытании на растяжение образца со сварным соединением адгезионная прочность соединения оказалась намного значительнее, чем когезионная прочность материала вне сварного контакта, в результате все подвергнутые испытанию образцы разрушались вне зон сварного соединения. Проведенные исследования указывают на то, что создание сварного соединения внесло серьезные изменения на структуру и свойств.

Таблица 2

Механические характеристики материала

Наименование	Направление	
	Вдоль	Поперек
Предел текучести (МПа.)	26	26
Относительное удлинение при пределе текучести (%)	15	18
Относительное удлинение при разрыве (%)	82	78
Модуль упругости (МПа)	853	-

Анализ результатов исследования свойств материала трубы, позволяет сделать вывод о том, что эксплуатацию полимерных труб можно продолжать до 50 лет, что является предельным расчетным ресурсом для труб из данного полиэтилена. Несмотря на продолжительный срок использования, ПЭ-80 все еще сохраняет способность к продолжительной пластической деформации, достаточно высокую степень кристалличности материала, а также очень высокую жесткость. Все слои материала имеют достаточно высокое количество антиоксидантов, что так же говорит о возможности безопасного использования. В связи с тем, что ресурс равный 50 годам был рассчитан еще в первом издании стандарта ИСО 4437 [1], написанного в 1988 году, он не пересчитывался в следующих изданиях, несмотря на то, что было разработано большое количество новых полимерных материалов и технологий их производства, благодаря которым реальный срок службы может быть больше. Для более точного прогнозирования возможного ресурса работы труб и соединений из полиэтилена следует разработать новые технологии оценки остаточного ресурса безобразцовым методом, а так же провести испытания новых полимерных материалов, для уточнения их характеристик и уточнения возможного срока службы.

Литература

1. ГОСТ Р 50838-2009 (ИСО 4437:2007). Национальный стандарт Российской Федерации. Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия
2. ГОСТ 11262-80 «Пластмассы. Метод испытания на растяжение»
3. Кузнецова О.В., Сергеев В.И., Калугина Е.В., Горбунова Т.Л., Сафронова И.П., Коврига В.В. Полимерные газопроводы служат долго // Полимерные трубы №4.-2007. - с. 50 – 55.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СПОСОБОВ СВАРКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Н.А. Перфильев, Т.В. Бородина

Научный руководитель доцент А.В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нашей стране разрабатывается и строится много новых магистральных нефтепроводов. При этом используются различные способы сварки такие как ручная электродуговая сварка покрытыми электродами, автоматическая и полуавтоматическая сварка и другие. Перед всеми этими способами сварки становятся проблемы связанные со сваркой неповоротных стыков труб. Главная проблема сварки неповоротных стыков труб заключается в том что при сварке постоянно изменяется пространственное положение сварочной ванны от нижнего до потолочного положения. На сварочную ванну в каждом пространственном положении действует различный комплекс сил. Это осложняет задачу формирования корневого и последующих слоев шва в связи с возникновением прожогов, наплывов и других дефектов сварного соединения, переноса металла с электрода в сварочную ванну.

Способ полуавтоматической сварки методом STT предназначен для односторонней полуавтоматической сварки корневого слоя шва неповоротных и поворотных стыков труб проволокой сплошного сечения в среде углекислого газа труб диаметром 325- 1220 мм с толщинами стенок до 20 мм включительно, а также для сварки всех слоев шва стыков аналогичных диаметров с толщинами стенок до 8 мм включительно.

Аббревиатура STT расшифровывается как "Surface Tension Transfer" — это так называемый механизм переноса капли с помощью сил поверхностного натяжения. Он представляет собой одну из разновидностей процесса переноса короткими замыканиями, который реализуется при дуговой сварке в среде защитных газов с одним важным отличием — расплавленный металл переносится за счет сил поверхностного натяжения сварочной ванны, которая втягивает в себя жидкую каплю с конца проволоки. Электромагнитное сжимающее давление при Пинч-эффекте дополнительно помогает капле отделиться, но не является основным механизмом переноса, как это наблюдается при обычной сварке короткими замыканиями. Этот вид переноса позволяет значительно сократить разбрызгивание и дымообразование в отличие от традиционных методов. Процесс прост в использовании, обеспечивает хороший контроль сварочной ванны и позволяет значительно снизить вероятность образования несплавлений [1]. Он не требует от сварщика высокой квалификации для того, чтобы выполнить качественное сварное соединение. Кроме этого, простота процесса STT сокращает время обучения сварщиков.

Компанией Lincoln Electric специально для этого процесса разработан 225-амперный инверторный источник питания Invertec STT II, реализующий технологию управления формой сварочного тока. При сварке за счет регулирования определенным способом формы выходного тока (что-то вроде импульсно-дуговой сварки) добиваются вышеуказанных преимуществ. Invertec STT II отличается от обычных сварочных источников. Он не является ни источником с жесткой характеристикой, ни источником с крутопадающей характеристикой. Аппарат имеет обратную связь, которая отслеживает основные этапы переноса капли и мгновенно реагирует на процессы, происходящие между электродом и сварочной ванной, изменяя величину и форму сварочного тока.

Источник не регулирует напряжение дуги. Напряжение, требуемое дугой, устанавливается автоматически. Это приводит к тому, что количество тепла, вводимого в сварочную ванну, не зависит от скорости подачи проволоки. Помимо этого, улучшаются условия контроля за формированием сварочной ванны. Этап Пинч-эффекта также автоматически контролируется источником. [2]

Процесс STT особо рекомендуется для выполнения корневых швов при сварке труб с зазором, а также для сварки тонколистового металла. Он позволяет сваривать все стали, начиная с простой углеродистой, кончая сплавами с высоким содержанием никеля. [1]

Сварка корневых швов стыков труб традиционно является наиболее сложным этапом при сооружении трубопроводов. На этом этапе предъявляются определенные требования к самому процессу сварки. Используя сварку STT, с ее возможностью управлять механизмом переноса и отличным контролем за формированием сварочной ванны, удастся значительно облегчить выполнение корневого шва (рис.1).



Рис.1. Корневой шов, выполненный процессом STT
1 — шов; 2 — термозащитный пояс.

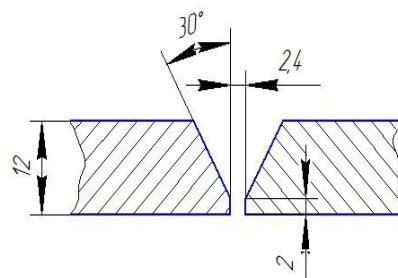


Рис.2. Разделка кромок для сварки процессом STT

Режимы сварки процессом STT имеют более широкий диапазон по сравнению с обычной сваркой в среде защитных газов. Если при обычной сварке трубы (заданной марки и типоразмера) для получения качественного соединения используются конкретные значения напряжения дуги и скорости подачи сварочной проволоки (сварочного тока), то процесс STT имеет различные варианты режимов для этих целей. При сварке аппаратом Invertec STT II используют проволоку большего диаметра по сравнению с той, которая применяется при аналогичных работах с источником, имеющим жесткую характеристику.

При сварке труб процессом STT используется стандартная разделка кромок в соответствии со стандартом API. Однако при использовании данной технологии часто устанавливается увеличенный зазор, составляющий 2,0-2,5 мм. Процесс менее чувствителен к плохой сборке, чем обычные методы сварки.

Вылет электрода составляет 9,5 - 15,9 мм. Обычной ошибкой при сварке является слишком большой вылет. Для лучшего контроля за вылетом электрода необходимо, чтобы контактный наконечник выступал от торца сопла сварочной горелки на расстоянии 6,4 мм.

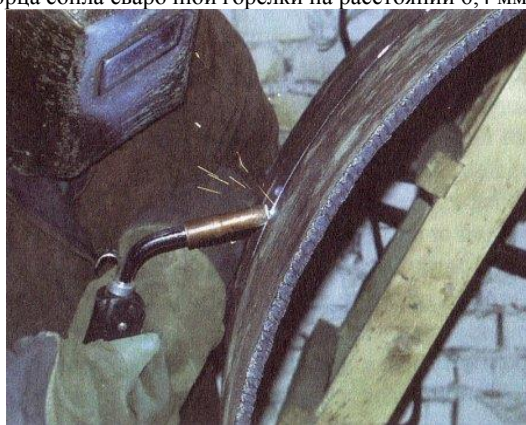


Рис.4. Сварка методом STT

Полуавтоматическую сварку STT корневого шва неповоротных стыков труб ведут на спуск. Процесс начинают в верхней части трубы в положении 12-ти часов. Возбуждение дуги производят на одной из кромок. Затем дугу переносят на противоположную кромку, формируя при этом сварочную ванну. На этом участке трубы сварку осуществляют с дугообразными колебаниями небольшой амплитуды. Дугу следует располагать внутри сварочной ванны в первой 1/4 или 1/3 от ее переднего фронта. Дугу нельзя располагать на передней кромке сварочной ванны. В позициях от 12-ти до 1-го часа сварку производят углом назад. При этом угол наклона электрода составляет 45°. Совершая дугообразные колебания, не следует задерживаться на кромках трубы. Прямолинейные колебания с кромки на кромку приводят к

увеличению проплавления. [1]

Кажется, что при расположении дуги в сварочной ванне нельзя добиться необходимого проплавления, как это наблюдается при обычной полуавтоматической сварке в защитных газах, где увеличение проплавления происходит при размещении дуги на передней кромке ванны.

С позиции 1-го часа амплитуду колебаний можно уменьшить и затем совсем прекратить их, продолжая двигаться вдоль стыка и располагая дугу в первой трети переднего фронта сварочной ванны. Угол наклона электрода на этом участке уменьшают на 10°.

В позиции 4:30 — 5:00 колебания можно возобновить и увеличить угол наклона электрода. Это зависит от зазора и притупления свариваемых кромок. При прекращении сварки прерывается дуга на одной из кромок. По внешнему виду наплавленного валика можно судить о необходимости изменения сварочных параметров. [1]

Существуют различные комбинации величин пикового и базового тока, которые позволяют получить необходимую форму корневого шва. Увеличение разбрызгивания наблюдается при слишком низком значении пикового тока. При сборке соединения необходимо, чтобы начало и конец каждой прихватки были сошлифованы для обеспечения плавного перехода от корневого шва к прихватке.

Литература

1. Официальный сайт ООО «Строй Контракт» [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.svarka-truboprovoda.ru/>, свободный
2. Официальный сайт компании «Интертехприбор» [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.intertehno.ru/>, свободный
3. Журнал «Сварщик профессионал». М.,- Издательство «Союзло», 2005-2009

УЛЬТРАЗВУКОВАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ НА ЭТАПАХ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

И.Р. Работин

Научный руководитель доцент А.В. Верёвкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Неразрушающий контроль – это актуальная тема исследований ,т.к. транспортировка нефти очень быстро развивается и требует многих финансовых вложений, а также и времени. Самый быстрый способ определения качества и работоспособности трубопровода – ультразвуковая диагностика, т.к. она не требует больших финансовых затрат, проводится в очень короткие сроки, а также не приносит вреда рабочим занимающимся данным видом контроля. Её можно применять в местах где нет доступа к трубопроводу с 2-х сторон.

Ультразвуковой неразрушающий контроль (НК) – характеризующий толщину и целостность материала, а так же другие физические свойства с помощью высокочастотных звуковых волн – широко применяется для осуществления контроля качества. Методы ультразвуковых измерений позволяют быстро получить точные значения толщин без необходимости обеспечения доступа к обеим сторонам тестового материала. В некоторых случаях достигается погрешность в ± 1 микрон или ± 0.0001 дюйма. Ультразвук применяется для измерения большинства конструкционных материалов, включая металлы, пластик, керамику, композиты, эпоксидные смолы и стекло, а так же уровня жидкости и толщины некоторых биологических образцов. Данные технологии позволяют проводить оперативные измерения прессованного пластика и прокатанного металла, а так же отдельных слоев или покрытия многослойных материалов. Современные ручные измерительные приборы точны и легки в использовании.

Таблица 1

Зависимости длин волн от частоты колебаний

Частота колебаний ν		Длина волн λ , см		
Гц	кГц	в воздухе	в воде	в стали
20		1700	7250	25 000
50		680	2900	10 000
100		340	1450	5 000
200		170	725	2 500
	1	34	145	500
	5	6,8	29	100
	10	3,4	14,5	50
	20	1,7	7,3	25
	50	0,7	2,9	10
	100	0,34	1,5	5
	300	-	0,5	1,7
	500	-	0,3	1
	1000	-	0,15	0,5

Применительно к контролю во время строительства, эксплуатации и ремонта магистральных и промысловых трубопроводов основными методами УНК являются ультразвуковая толщинометрия и ультразвуковая дефектоскопия.

В приборах УНК для исследования распространения ультразвуковых волн используют пьезоэлектрические элементы, которые служат датчиками приёма сигнала ,а также посылают ультразвуковые волны . работа пьезоэлектрических элементов основана на прямом и обратном пьезоэлектрическом эффекте (преобразование колебаний создаваемых акустической волной в электрический сигнал и наоборот).

Звуковые волны не изменяют траектории движения в однородном материале. Отражение акустических волн происходит от раздела сред с различными удельными акустическими сопротивлениями. Чем больше различаются акустические сопротивления, тем большая часть звуковых волн отражается от границы раздела

сред. Так как включения в металле обычно содержат газ (смесь газов) возникающих вследствие процесса сварки, литья и т. п. И не успевают выйти наружу при затвердевании металла, смесь газов имеет на пять порядков меньшее удельное акустическое сопротивление, чем сам металл, то отражение будет практически полное.

Разрешающая способность акустического исследования, то есть способность выявлять мелкие дефекты раздельно друг от друга, определяется длиной звуковой волны, которая в свою очередь зависит от частоты ввода акустических колебаний. Чем больше частота, тем меньше длина волны. Эффект возникает из-за того, что при размере препятствия меньше четверти длины волны, отражения колебаний практически не происходит, а доминирует их дифракция. Поэтому, как правило, частоту ультразвука стремятся повышать. С другой стороны, при повышении частоты колебаний быстро растет их затухание, что сокращает возможную область контроля. Практическим компромиссом стали частоты в диапазоне от 0,5 до 10 МГц.

Все измерения на производстве, во время строительства и ремонта трубопроводов проводятся в соответствии с ГОСТ, РД либо другими подобными документами которые используются на предприятиях.

На данный период частота волны при измерениях колеблется от 4-6 МГц (РД КТН 046-1-05) что позволяет нам обнаружить дефекты размерами чуть менее миллиметра.

Это достаточно качественные результаты измерений, но есть и более мелкие дефекты сварных соединений размером порядка 10^{-10} см. При возможности обнаружения дефектов подобного рода и их последующего устранения станет возможность увеличить срок эксплуатации сварного соединения.

В данный момент максимальная частота колебаний в устройствах УНК равна 10^8 Гц, но такие частоты достаточно редко применяются из-за того что настолько короткие волны сильно рассеиваются и приборы плохо принимают такой сигнал.

Так же, не менее важной проблемой УНК является то, что невозможно определить вид дефекта, а возможным представляется определения его объёма, глубины залегания и формы. Так же сейчас проблематично хорошо визуализировать дефект, что могло бы позволить специалистам самостоятельно определить вид обнаруженного дефекта без дополнительных операций.

Литература

1. <http://www.amdataproducts.com/>
2. Е. Ф. Кретов. Ультразвуковая дефектоскопия в энергостроении. 2011 г.
3. Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. М.: Высшая школа, 2006. - 279 с.
4. Ключев В. В. Неразрушающий контроль. Том 3.: Справочник. В 7-и книгах / Под ред. Ключева В. В. — М.: Машиностроение, 2004 – 636 с.

АНАЛИЗ АВТОМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ СВАРКИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ СВАРКИ НЕПОВОРОТНЫХ СТЫКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ Е.Г. Самохин

Научный руководитель доцент А.В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с заметным увеличением стоимости добычи и транспортировки нефтегазовых продуктов одной из главных, выходит задача снижения себестоимости и сокращения сроков строительства трубопроводов.

Известно, что на сварочно-монтажные работы приходится основная часть всего строительного периода. Именно поэтому при сооружении магистральных трубопроводов остро стоит проблема выполнения сварочных работ с высокой производительностью и стабильным качеством [1].

Ручная дуговая сварка требует большого количества обученных людей, довольно трудоёмка, относительно дорога и не обеспечивает однотипность продукции. Понятно, что доверие к качеству сварки намного снижается в крупном производстве, поэтому лучше применять автоматическую сварку.

Автоматическая сварка – это специальная дуговая электросварка, при которой главные процессы, перемещение дуги по линии сварки и подача электрода, механизированы [2].

В 1968 году фирма CRC–EVANS первой в мире разработала и внедрила комплекс автоматической сварки, положивший начало принципиально новому этапу в развитии технологии сварки трубопроводов [1].

Система автоматической сварки "CRC-Evans AW" предназначена для варки неповоротных стыков труб диаметром 630 – 1420 мм. В ней реализован процесс сварки тонкой электродной проволокой сплошного сечения в среде защитных газов.

Преимущества автоматической сварки труб перед ручной дуговой сваркой:

- высокий коэффициент наплавки;
- снижение объема наплавляемого металла;
- качественные и стабильные показатели по механическим свойствам и неразрушающему контролю;
- уменьшение зависимости качества сварки от ошибок оператора;
- снижение физической нагрузки на сварщика/оператора;
- возможность быстрого обучения операторов;
- снижение объемов используемого оборудования и рабочей силы для сварки труб большого диаметра с большой толщиной стенки.

Скорость сварки корневого слоя является критическим фактором, определяющим темп движения сварочной колонны и параметры производительности. Автоматическая сварка наиболее рентабельна в тех случаях, когда, помимо качества, она позволяет достичь значительного увеличения скорости сварки – прежде всего, сварки корня шва.

Компания CRC–EVANS разработала широкий спектр наружных сварочных аппаратов (сварочных головок), предназначенных для выполнения корневого, горячего, заполняющих и облицовочного проходов. В настоящее время компания предлагает различные типы механизированных наружных сварочных аппаратов: П260, П600 и М300 (Р260, Р600 и М300).

Головка П600 превосходит головки 200й серии по эффективности и продуктивности за счет использования двух дуг вместо одной, что обеспечивает более высокую производительность наплавки за один проход и существенное увеличение скорости сварки.



Рис. 1. Внешний вид головки П600

Для того чтобы уменьшить вес сварочной головки, система подачи проволоки и две катушки со сварочной проволокой (весом по 13,6кг каждая) расположена вне сварочных головок, рядом с управляющим компьютером.

Автоматические сварочные горелки имеют встроенную систему водяного охлаждения, а в качестве источников сварочного тока используются два импульсных инвертора. Сварочные горелки могут управляться и каждая по отдельности, и обе одновременно; любая горелка могут выступать и в качестве ведущей, и в качестве ведомой с целью оптимизации управления и повышения качества сварки [1].

Преимущества в производительности головок с двумя горелками заключаются в том, что они обеспечивают степень наплавки примерно на 70–80% выше, чем головки с одной дугой. Первая горелка выполняет шов обычной для заполняющего прохода толщины, а второй проход заполняет шов на 70–80% от обычной толщины, сокращая, таким образом, общее количество проходов.

Использование систем автоматической сварки CRC–EVANS обеспечивает высокие механические свойства сварного шва.

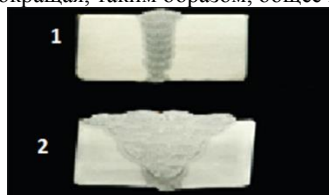


Рис. 2. Сравнение сварных швов: 1 – (CRC-AW), 2 – (ручная дуговая сварка и механизированная сварка)

Использование систем автоматической сварки CRC–EVANS обеспечивает высокие механические свойства сварного шва.

УАСТ-1 – установка для автоматической сварки неповоротных стыков трубопроводов диаметром от 219мм до 1420мм, а также прямолинейных швов во всех пространственных положениях. Является специальным технологическим оборудованием позволяющим производить сварку труб под углом наклона оси трубопровода относительно плоскости истинного горизонта от 0 до 30град [4].

Установка предназначена для использования:

- в трассовых условиях при температурах от -40С до +40С.

Установка используется для сварки труб из:

- низколегированных конструкционных сталей,
- легированных коррозионностойких сталей.

Установка состоит из сварочной головки – ГАСТ-1, направляющих поясов, блока управления и пульта дистанционного управления.

Автоматическая сварка в среде защитных газов комплексом CWS.02 фирмы «Pipe Welding Technology»

Односторонняя автоматическая сварка в защитных газах сплошной или порошковой электродной проволокой комплексом оборудования CWS.02 фирмы «Pipe Welding Technology» предназначено для сварки протяженных участков линейной части магистральных газопроводов диаметром от 1020 до 1420 мм.

Комплекс оборудования оснащен компьютерной системой управления, позволяющей программировать режимы сварки для разных пространственных положений, диаметров и толщин стенок свариваемых труб и управлять работой сварочных головок. Сварку корневого слоя производят на медной технологической подкладке, установленной между рядами жимков внутреннего центриатора, входящего в состав оборудования [5].

Сварку всех слоев шва производят «на спуск». На стыке при сварке каждого слоя работают два автомата. Каждый автомат производит сварку одного из полупериметров трубы относительно вертикальной оси.

В данной статье было рассмотрено оборудование следующих компаний (CRC–EVANS, «Технотрон» и фирмы «Pipe Welding Technology»), предоставляющих оборудование для автоматической сварки неповоротных стыков нефтегазопроводов. Рассмотрев специфику сварки и оборудование каждой компании, можно выделить общее:

- оборудование всех компаний перед сваркой выполняют разделку кромок труб необходимых параметров;

- процесс сварки корневого, заполняющего и облицовочного прохода осуществляется с помощью сварочных головок.

Сравнивая сварочные головки различных компаний, можно выделить двух-дуговую головку П600 компании CRC–EVANS. П600 обеспечивает более высокую производительность наплавки за один проход и существенное увеличение скорости сварки, за счет использования двух дуг вместо одной. Использование такой головки эффективно на трубопроводах, где скорость и качество сварочно-монтажных работ является определяющим критерием.

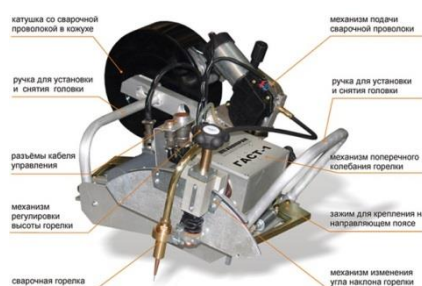


Рис. 3. Универсальная сварочная головка ГАС-1

Выбор оборудования для автоматической сварки трубопроводов, зависит от параметров самого трубопровода (диаметр, толщина стенки, сортамент труб, климатические особенности района, сроки сдачи и др.).

Не смотря на все вышеперечисленные преимущества автоматической сварки, у нее есть и свои недостатки. Общим недостатком можно отнести тот факт, что существует вероятность несплавления электродного металла с основным при поперечных колебаниях сварочной головки. Это обусловлено тем, что сварочный автомат не обладает способностью к анализу процесса и адаптации к неточностям сборки.

В перспективном развитии автоматической сварки неповоротных стыков магистральных нефте-газопроводов необходимо ужесточить требования к точности изготовления геометрии сварных кромок и использования новых способов сварки (с импульсным питанием сварочной дуги) для уменьшения возникновения дефектов в процессе сварки.

Литература

1. <http://argus-group.net>
2. <http://www.sferapro.ru>
3. РД 153-006-02
4. <http://www.техноТрон.рф>
5. СТО ГАЗПРОМ 2-2.2-115-2007

ПОЛИМЕРНЫЕ ЭЛАСТИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ Е.Г. Самохин

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Полимерные эластичные (мягкие, гибкие) резервуары серии ПЭР предназначены для хранения и транспортирования различных наливных продуктов, таких как: нефть, нефтепродукты (ГСМ), трансформаторное масло, питьевая и технической вода, растительное масло, а так же различные химические и других жидкости.

Полимерные эластичные резервуары представляют собой замкнутую оболочку в виде подушки с вмонтированной в нее арматурой (рис. 1).



Рис. 1. Внешний вид полимерного эластичного резервуара

Оболочка полимерных эластичных резервуаров (рис. 2) состоит из внутреннего герметичного вкладыша 5, который изготавливается из нескольких слоев специальной непроницаемой пленки стойкой к действию нефтепродуктов и внешнего силового слоя 4, который изготавливается из синтетического текстильного материала, обеспечивающего механическую прочность и стойкость к действию солнечной радиации и озона.

Герметичный вкладыш резервуара собирается из отдельных полотен полимерных пленок термосварным методом. Полотна скрепляются с помощью боковых, торцевых и продольных швов. Боковые и торцевые швы имеют поля для соединения с внешней силовой оболочкой.

Внешняя силовая оболочка собирается из отдельных полотен синтетического текстильного материала методом прошива синтетическими нитками. Полотнища скрепляются с помощью боковых, торцевых и продольных швов. Боковые и торцевые швы соединяются с полями герметичного вкладыша методом прошива [1].

Эластичные резервуары для хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов (ГСМ) серии ПЭР-Н (нефтяные) изготавливаются из сверхпрочной полиэфирной ткани баллистического плетения с двухсторонним полиуретановым (TPU) покрытием.

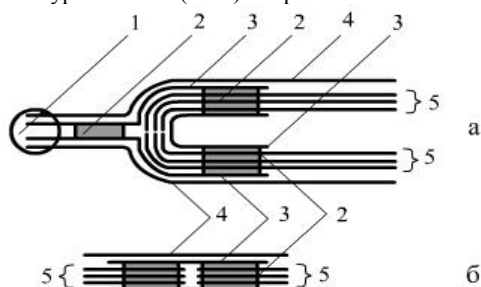


Рис. 2. Устройство торцевых, боковых (а) и продольных (б) швов полимерных эластичных резервуаров:

- 1 – прошивной обметочный шов периметра;
- 2 – термосварные швы герметичной оболочки;
- 3 – лента усиления шва;
- 4 – внешняя силовая текстильная оболочка;
- 5 – пленочные слои герметичного внутреннего вкладыша

надежное хранение нефти и нефтепродуктов, как в заводских, так и в полевых условиях на любом типе грунта, в том числе на снегу, на песке, на камнях, на болотистой местности, в оврагах и в балках.

Серийно, эластичные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов ПЭР-Н производятся номинальной вместимостью от одного до 120 м³. При необходимости возможно изготовление резервуаров до 500 м³. Эластичные резервуары так же используются в качестве газгольдеров-компенсаторов. Эластичные газгольдеры-компенсаторы монтируются на территории нефтебаз, НПЗ, нефтеналивных терминалов и других объектов хранения светлых нефтепродуктов для сокращения на 95% потерь бензинов при малых и больших дыханиях резервуаров [2]. Применение газгольдеров для рекуперации паров нефтепродуктов с целью обеспечения пожарной безопасности на объектах нефтепродуктообеспечения расположенных вблизи и на селибитной территории рекомендовано ВНИИ Противопожарной Обороны РФ. В отличие от "плавающих крыш" эластичные газгольдеры герметично соединяются с газоуравнительной обвязкой резервуарного парка нефтебазы и накапливают пары углеводородов, как во время заполнения резервуаров нефтепродуктом (большие дыхания), так и во время теплового испарения (малые дыхания) [2]. При сливе нефтепродукта из резервуаров, пары углеводородов возвращаются в



Рис. 3. Система рекуперации паров легких фракций углеводородов

Применение эластичных резервуаров при ведении ремонтных работ на нефтепроводах может значительно сократить расходы на доставку временных резервуаров к месту ведения работ. Также они могут быть незаменимы при ликвидации разливов нефти, так как собранную нефть можно в них же отвезти на НПЗ, где они освобождаются, и вновь возвращаются к месту ведения работ. Это значительно эффективнее, чем с применением металлических или каркасных резервуаров.

Литература

1. <http://www.zao-usm.ru>
2. <http://poli.ru>
3. <http://www.hydrotech-engineering.com>
4. <http://www.neftetank.ru>
5. <http://www.nge.ru>

ЭЛАСТИЧНЫЕ ВАКУУМНЫЕ ВКЛАДЫШИ ЭЛВР ДЛЯ НАЗЕМНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ И ПОДЗЕМНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА АЗС **М. К. Се, Е.Г. Самохин**

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение длительной эксплуатации вертикальные и горизонтальные резервуары для хранения нефти и ГСМ подвержены воздействию коррозии, вследствие контакта с подтоварной водой и конденсатом, так же в результате циклических напряжений резервуара происходит образование трещин в металле резервуара. Все это приводит к неконтролируемым утечкам из резервуара.

Материал оболочки обеспечивает прочность, герметичность и работоспособность изделий в температурном диапазоне от -55°С до +50°С. Эластичные резервуары типа ПЭР-Н из полиуретанового покрытия ТРУ отлично зарекомендовали себя в самых экстремальных условиях эксплуатации, от тропических лесов Африки и пустынь Саудовской Аравии – до суровой Арктической тундры.

Легкие, компактные и надежные эластичные резервуары ПЭР-Н позволяют оперативно организовать

освобожаемый объем емкостей, формируя замкнутую систему "резервуар-газгольдер" исключая выбросы (эмиссию) в атмосферу паров нефтепродуктов [2]. Замкнутая система резервуарных парков оснащенных газгольдерами-компенсаторами обеспечивает максимально возможный уровень чистоты воздуха и полное отсутствие запаха даже вблизи заполняемого бензином резервуара. За счет радикального сокращения потерь от выбросов паров в атмосферу экономия светлых нефтепродуктов окупает вложения в данную систему в течение полутора-двух лет.

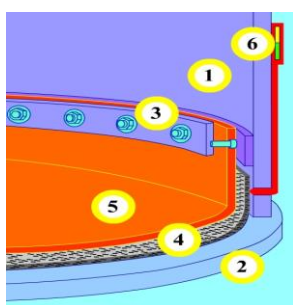


Рис. 1. Устройство второго дна и контроля герметичности при помощи вкладышей ЭлВР:

- 1 – стена резервуара; 2 – дно резервуара;
- 3 – система крепежа; 4 – проницаемый слой;
- 5 – полимерный слой; 6 – детектор утечек эластичных вкладышей.

Оснащение стальных наземных резервуаров типа РВС эластичными вакуумными вкладышами типа ЭлВР обеспечивает защиту в них от утечек для одностенных резервуаров на уровне защиты стальных двухстенных резервуаров при минимальных затратах времени и средств.

Оболочка вкладыша ЭлВР состоит из двух слоев: внутреннего – воздухопроницаемого нетканого «флиса» 4, который свободно укладывается на дно резервуара 2 и внешнего непроницаемого для воздуха и содержимого полимерного слоя 5, который с помощью прижимной стальной рейки 3 герметично крепится к стенке резервуара 1. Полимерный слой вкладыша изготавливается из стойкого к действию агрессивных сред полимера, армированного высокопрочной синтетической тканью баллистического плетения. Свойства полимера обеспечивают полную защиту дна и стен стального резервуара от коррозии со стороны агрессивных компонентов содержимого продукта в резервуаре [1].

При установке вкладыша резервуар оснащается вакуумным детектором утечек (рис. 2), который предназначен для контроля герметичности резервуаров с двумя стенками, а также резервуаров с одной стенкой снабженных вакуумными вкладышами.

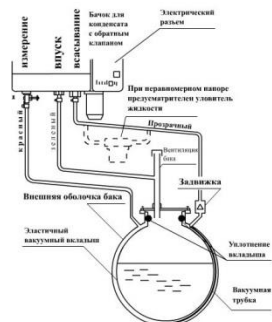


Рис. 2. Вакуумный детектор утечек

ваздухопроницаемого нетканого «флиса», который свободно укладывается по стенкам резервуара и внешнего непроницаемого для воздуха и нефтепродукта полимерного слоя, который герметично крепится к горловине люка резервуара с помощью зажимного хомута [3].

Данный метод ремонта резервуаров с использованием эластичных вакуумных вкладышей является экономически более эффективным и требует меньших затрат времени на ремонт, чем установка нового резервуара или замена листов днища или стенки на новые.

Литература

1. <http://poli.ru/>
2. <http://flexicoru.blogspot.ru/>
3. <http://www.azs-snab.ru/>

ОПТИМИЗАЦИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ СПИРАЛЬНОГО БАНДАЖА В ANSYS

А.А. Синюгин, А.С. Ядыкин

Научный руководитель профессор В.Б. Опарин

Самарский Государственный Технический Университет, г. Самара, Россия

Последние десятилетия благодаря развитию электронно-вычислительных машин и языков программирования появилась возможность компьютерного моделирования тех или иных физических процессов с высокой степенью соответствия результатов реального эксперимента с результатами компьютерного

Неконтролируемые утечки опасного содержимого из стальных вертикальных резервуаров и горизонтальных подземных на АЗС является серьезной угрозой окружающей среде и здоровью людей, что неизбежно приводит к прямым экономическим потерям, а также к дорогостоящим работам по ликвидации последствий загрязнений.

Исходя из этого, законодательство Европейского Союза, а также большинства других стран требует оснащения наземных вертикальных резервуаров и подземных резервуаров АЗС системой защиты от течей. Сегодня, все одностенные резервуары в странах ЕС заменяются двухстенными, или оснащаются вторым дном.

Научно-производственная фирма «Политехника» предлагает современный эффективный метод ремонта резервуаров – установка полимерных

Вакуумный детектор утечек 6 снабжен собственным вакуумным насосом, а также электронным датчиком уровня вакуума. Трубка от детектора 6 проходит вовнутрь проницаемого «флиса» 4 между дном резервуара 2 и непроницаемым полимерным слоем 5. Вакуумный насос детектора 6 откачивает воздух между полимерным слоем 5 и стальной стенкой резервуара 1. За счет откачки воздуха полимерный слой крепко «присасывается» ко дну и к верхнему поясу стенки резервуара. Высота установки вкладыша определяется конструкцией стального резервуара и типом его содержимого [2].

Оболочка вкладыша типа ЭлВР предназначена для установки в горизонтальных подземных резервуарах на АЗС и состоит из двух слоев: внутреннего –

моделирования. Одной из программных систем моделирования методом конечных элементов является программа Ansys.

Известным фактом является то, что процесс геометрического построения модели в Ansys занимает до 90% от затраченного на моделирование времени, причем данный этап работы характеризуется рутинностью и требовательностью к вниманию исследователя. Занимаясь при помощи Ansys изучением свойств многослойных оболочек, включающих в себя спиральный проволочный бандаж, мы обнаружили, что значительная часть времени моделирования уходит на «прорисовку» спиралей. В попытке оптимизировать процесс построения подобных конструкций, было выдвинуто предположение о возможной замене слоя проволочного бандажа сплошным цилиндром с геометрией, равной геометрии реальной спирали, но выполненным из гипотетического материала с такими механическими свойствами, чтобы цилиндр под воздействием нагрузки проявлял свойства спиральной конструкции.

В качестве примера был взят спиральный бандаж гибкого полимерно-металлического трубопровода условным диаметром 50, 75, 100 мм, выпускаемые ООО «Реммаш-Сервис» по ТУ 2248-007-21171125-00 [1]. Эскиз разреза гибкой полимерно-металлической трубы представлен на Рис. 1.

Данный трубопровод выпускается трех диаметров – 50, 75 и 100 мм, внутренний диаметр стального бандажа в них равен 63, 90 и 110 мм соответственно. Согласно Инструкции по сборке [2] для материального исполнения бандажа используется проволока круглого сечения [3] из рессорно-пружинных углеродистых сталей марок Сталь 60, Сталь 65, Сталь 70 и Сталь 75, диаметр проволоки 3 мм, шаг спирали 3,0-3,4 мм.

При моделировании была принята Сталь 65 со значениями модуля Юнга и коэффициента Пуассона равными $2,06 \cdot 10^{11}$ МПа и 0,3 соответственно [4] и задан линейный закон растяжения изотропного материала. Шаг спирали принят постоянным и составил 3,2 мм. Модели построены при помощи 20-узлового кубического элемента SOLID186, позволяющего моделировать любые трехмерные задачи, причем каждая модель соответствует 20 полным виткам проволоки.

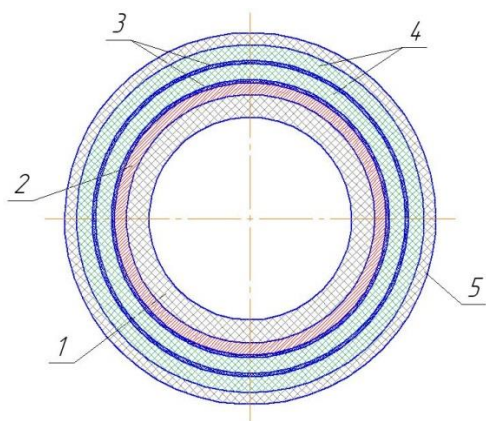


Рис. 1 Гибкий полимерно-металлический трубопровод
1 – монолит из полиэтилена низкого давления, 2 – стальной проволочный бандаж, 3 – поливинилхлоридная лента, 4 – повивы из полипропилена, 5- монолит из полиэтилена высокого давления

моделирования давление было принято равным 5 МПа для всех случаев.

Помимо проведения эксперимента с моделями спиралей для сравнения деформаций и вывода закономерности были смоделированы три сплошных цилиндра диаметрами равными спиралам и толщиной стенки 3 мм, причем свойства материала, выбор элемента и способы нагружения и закрепления цилиндрических моделей остались неизменными по отношению к спиральным.

Результаты эксперимента в виде значений абсолютной деформации в мм представлены в таблице.

Как видно из таблицы, величины абсолютного растяжений спирали и цилиндра в каждом случае сопоставимы, однако различие существенно. Полученное отношение есть искомый коэффициент зависимости модуля Юнга гипотетического материала имитирующего спираль цилиндра от модуля Юнга стали. График зависимости коэффициента от диаметра приведен на Рис. 2.

Очевидно, что гипотетический материал будет проявлять анизотропные свойства, так как жесткость спирали из стальной проволоки в направлении оси Z (по оси конструкции) будет несопоставимо ниже поперечных деформаций по осям X и Y вследствие внутреннего давления. По этой причине решение задачи было разбито на два этапа.

В рамках первого проводились исследования влияния внутреннего давления в полимерно-металлическом трубопроводе на стальной бандаж. Для этого к внутренней поверхности спиралей было приложено давление, соответствующее рабочему давлению в гибком полимерно-металлическом трубопроводе причем так как согласно руководящей документации на эксплуатацию данной разновидности труб рабочее давление для разных диаметров лежит в пределах 5-10 МПа, в целях сопоставимости результатов

Таблица

Деформация моделей по осям X и Y

Вид модели	Диаметр модели		
	63 мм	90 мм	110 мм
Спиральная	0,0101	0,0206	0,0315
Цилиндрическая	0,00797	0,016	0,0234
Отношение	1,267	1,288	1,346

Второй этап эксперимента был посвящен исследованию аналогичной зависимости по оси спирали (по оси Z). В качестве объекта была выбрана спираль диаметром 90 мм, соответствующая полимерно-

металлическому трубопроводу с условным диаметром 75 мм. К одному из свободных концов спирали было приложено направленное по оси Z усилие, равное 1 Н (соответствует осевому напряжению равному 1,15 кПа). Абсолютное удлинение спирали в том случае составило 18 мм (28,1% относительного удлинения).

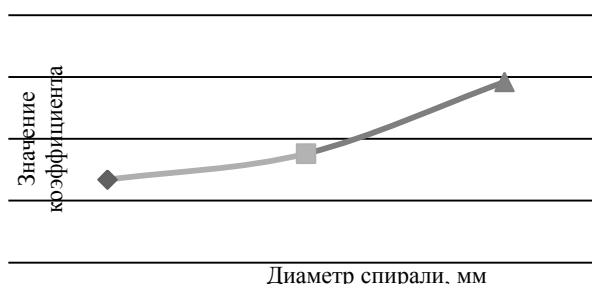


Рис. 2 Зависимость значения коэффициента соответствия от диаметра спирали

Отсюда следует, что модуль упругости гипотетического материала по оси Z пренебрежительно мал, поэтому при задании его анизотропных свойств можно использовать модуль Юнга равный 1 кПа. Подобное допущение оправдано практически, так как в реальной гибкой полимерно-металлической трубе спиральный проволочный бандаж работает лишь на радиальные нагрузки, а для противодействия осевым нагрузкам предназначены слои полипропиленовых повивов.

Следует заметить, что в проведенных экспериментах максимальное напряжение составило 22% от предела текучести выбранной стали, что свидетельствует о наличии лишь упругих деформация во всех случаях.

Таким образом, в настоящей статье описан алгоритм оптимизации моделирования конструкций, подобных рассмотренному гибкому полимерно-металлическому трубопроводу. Полученные значение механических свойств по осям гипотетического анизотропного материала были применены к цилиндрическим моделям, после чего те под воздействием нагрузок стали вести себя аналогично спиральным конструкциям из стальной проволоки.

Литература

1. ТУ 2248-007-54031385-12 Трубы гибкие полимерно-металлические «Поликорд-Флекс». – Отрадный, 2012. – 12 с.
2. Инструкция по сборке ГПМТ в цехе №2. – Отрадный, 2004. – 17 с.
3. ГОСТ 7372 Проволока стальная канатная. Технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003, – 17 с.
4. ГОСТ 14959-79 Прокат из рессорно-пружинной углеродистой и легированной стали. – М.: Стандартинформ, 2006, – 14 с.

РЕКОНСТРУКЦИЯ СХЕМЫ ГРС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРУБОДЕТАНДЕРА

Титов И.И.

Научный руководитель профессор Хижняков В.И.

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На фоне общего развития производства энергии который за последние 30 лет в мире увеличился на 60%, газовая промышленность получила огромное развитие. Добыча углеводородных газов(природного газа, нефтяного газа) возросла на 140%, добыча нефти возросла на 30%, угля на – 45%.

Трубопроводный транспорт, будучи одним из главных способов доставки газа потребителям, не в состоянии по технико-экономическим причинам полностью обеспечить доставку газа от мест добычи. Кроме того, доставка низконапорного газа от мест добычи потребителям по трубопроводам не целесообразен.

Альтернативой дорогостоящей трубопроводной транспортировке газа на значительные расстояния, требующие строительства трубопроводов высокого давления и дожимных компрессорных станций большей мощности, стало создание комплексов, базирующихся на технологиях перевода газа в жидкости (сжижение газа, производство синтетического топлив) и безтрубопроводности транспорта жидких углеводородов.

С точки зрения энергосбережения в газотранспортной системе на сегодня весьма перспективной является утилизация энергии избыточного давления природного газа в турбодетандере. Турбодетандером называется утилизационная (т.е. не потребляющая топлива) расширительная турбина, механически связанная с потребителем ее мощности, например электрогенератором, компрессором и т.п.

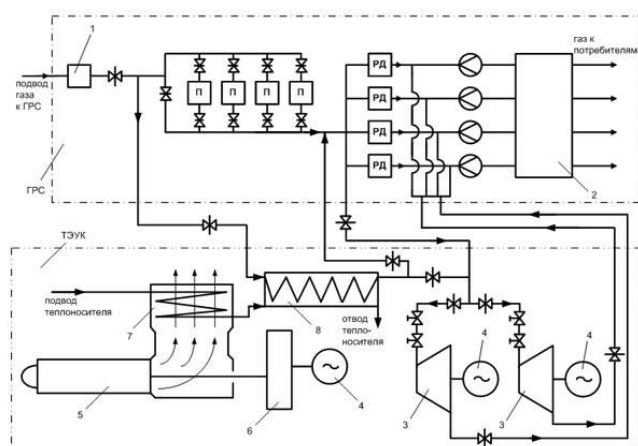


Рис. 1 Тепловая схема турбодетандерного энергоутилизационного комплекса на ГРС

схеме) – в агрегаты редуцирования ГРС. Объединенные за блоками редуцирования потоки газа направляются потребителям.

В газовой промышленности турбодетандеры используются для:

- 1) пуска газотурбинной установки газоперекачивающего агрегата, а также для проворачивания ее ротора при остановке (с целью его охлаждения); при этом турбодетандер работает на транспортируемом газе с выпуском его после турбины в атмосферу.
- 2) охлаждения природного газа (при его расширении в турбине) в установках его сжижения.
- 3) охлаждения природного газа в установках его «промысловой» подготовки для транспорта по трубопроводной системе (удаление влаги путем ее вымораживания и т.п.).
- 4) привода компрессора высокого давления с целью подачи газа в пиковые хранилища.
- 5) выработки электроэнергии на газораспределительных станциях (ГРС) системы транспорта природного газа к его потребителям с использованием в турбине перепада давлений газа между трубопроводами высокого и низкого давления.

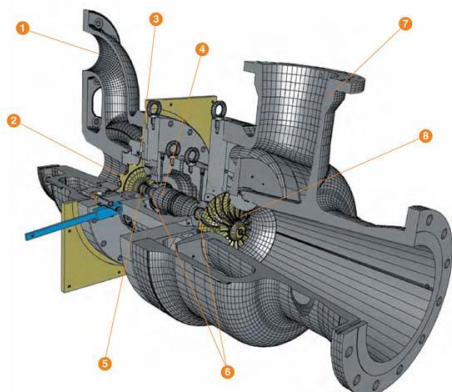


Рис.2 Пример схемы детандера

1. Корпус турбодетандера; 2. Рабочее колесо турбодетандера; 3. Входные направляющие лопатки; 4. Вал; 5. Лабиринтное уплотнение; 6. Подшипники; 7. Корпус компрессора; 8. Рабочее колесо компрессора. Если коэффициент теплопередачи в теплообменнике принять равным $\kappa=0,2 \text{ кВт/м}^2 \text{ К}$, а среднюю разность температур 5 К , то дополнительная поверхность теплообменника составит:

$$\Delta F = \frac{Q}{\kappa \Delta T} = \frac{217}{0,2 \cdot 5} = 217 \text{ м}^2$$

Удельная стоимость теплообменной поверхности по данным завода «Гамбовский комсомолец» составляет $s = 6000 \text{ рублей / м}^2$

Тогда стоимость дополнительной поверхности равна:

$$C_{то} = s \cdot \Delta F = 6000 \cdot 217 = 1302000 \text{ рублей.}$$

При температуре перед детандером 234 К допустимое содержание CO_2 в газе составит 4000 ррт. При этом стоимость системы очистки для однопоточной схемы равно около 17400000 рублей, а для двухпоточной – около 300000 рублей. Экономический эффект от двухпоточной схемы составит 14400000 рублей, что намного превышает увеличение стоимости теплообменной поверхности.

Литература

1. Агабабов В.С. Получение экологически чистой электроэнергии при утилизации давления транспортируемого газа/ В.С. Агабабов, А.В.Корягин, Ю.Ю.Хаммер // Энергосбережение и водоподготовка. -2000.-№1.
2. Мальханов В.П. О рациональном использовании энергии избыточного перепада давления топливного газа КС. // «Энергосбережение и водоподготовка», 2003г. № 3.
3. Люгай С.В. Повышение эффективности сжижения природного газа на газораспределительных станциях магистральных газопроводов: диссертация кад. тех. наук: защищена 28.04.2010/ Люгай Станислав Владимирович. – Москва 2010.

4. Твердохлебов В.И.; В.П. Мальханов. Утилизационные турбодетандерные установки для ГРС и КС. // «Газовая промышленность», 1985г., № 7.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ИЗНОШЕННЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ВАЛОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С ПОМОЩЬЮ НАПЛАВКИ

С.А. Усольцев

Научный руководитель доцент А.В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с возрастающими требованиями к новой технике, интенсивной работой механизмов в условиях низких и высоких удельных давлений и скоростей, решение проблемы износостойкости и долговечности деталей машин становится одной из главных задач современной науки. Если учесть, что в машинах и механизмах до 80 % аварий и отказов связано с износом, то актуальность применения технологий, обеспечивающих эффективное восстановление изношенных поверхностей деталей, не вызывает сомнений. В сфере транспорта нефти проблема износа рабочих органов центробежных насосов вызывает потребность в развитии технологий, позволяющих не только восстанавливать изношенные поверхности деталей, но и улучшать их механические характеристики. Наиболее остро эта проблема касается износа валов центробежных насосов, т.к. стоимость изготовления нового вала во много раз превосходит стоимости его ремонта. Для восстановления работоспособности изношенной поверхности вала требуется в 5–8 раз [1] меньше технологических операций по сравнению с его изготовлением. Кроме того, создание в процессе восстановления покрытия вала с повышенной износостойкостью, позволяет продлить его срок службы, увеличить межремонтный период, улучшить эксплуатационные параметры узла.

Вал насоса вращается в двух шарикоподшипниковых опорах, установленных в подшипниковом кронштейне. Поэтому износу вал центробежного насоса подвергается в местах контакта вала с подшипниками, а также в местах уплотнений. Для восстановления изношенной поверхности предлагается применение наплавки. Валы насосов изготавливаются из низколегированных углеродистых сталей (сталь 40Х), следовательно, в процессе наплавки очень высок риск образования холодных трещин. Самым распространенным методом предотвращения образования трещин при наплавке считается предварительный и сопутствующий подогрев и последующий отпуск. Если подогрев невозможен, для наплавки используют аустенитные электродные материалы.

Отечественными производителями предложен новый принцип легирования материалов ферритного класса для наплавки деталей из высокоуглеродистых сталей без подогрева. Разработана порошковая проволока проволока ферритного класса ПП-Нп-ТЗСГМ, которая обеспечивает отсутствие в наплавленном металле и зоне термического воздействия трещин, в том числе и отколов, в широком диапазоне режимов наплавки. Еще одним достоинством порошковой проволоки ПП-Нп-ТЗСГМ, является отсутствие дефицитных и дорогостоящих легирующих элементов и цена ее невысока. Механические свойства металла, наплавленного проволокой ПП-Нп-ТЗСГМ, говорят о достаточно высоком их уровне (табл. 1).

Таблица 1

Механические свойства наплавляемого металла и металла, наплавленного порошковой проволокой ферритного класса ПП-Нп-ТЗСГМ

Марка	Механические свойства наплавленного металла					
	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	ψ , %	НВ	НВ
ПП-Нп-ТЗСГМ	393	638	18,5	24,5	–	400
Сталь 40Х	315	590	17	40	174–217	–

Чтобы максимально автоматизировать процесс восстановления изношенной поверхности вала предлагается использовать автоматическую дуговую наплавку в среде аргона. В настоящее время для восстановления изношенных деталей используется в основном оборудование, оставшееся со времен СССР. Это объясняется, прежде всего, резким сокращением доли восстанавливаемых деталей. Несмотря на эффективность использования процессов восстановления изношенных деталей машин при ремонте агрегатов, например, при ремонте гидрораспределителей, компрессоров, насосов и других узлов, они используются довольно редко. Это связано, прежде всего, с дефицитом квалифицированных кадров, высокой стоимостью оборудования и его разнообразием, т.е. для каждой группы деталей необходимо использовать соответствующее оборудование, однако, учитывая широкую номенклатуру типоразмеров деталей, приобретение нескольких установок для восстановления экономически не оправдано.

Учитывая, что объемы восстановления изношенных деталей валов машин на сегодняшний день незначительны, было бы целесообразно иметь одну установку для различных типоразмеров деталей, так как любое ремонтное предприятие старается охватить более широкую номенклатуру деталей, чтобы на одном и том же вращателе можно было бы установить различные устройства, например, наплавочную установку и установку для электроконтактной приварки. Установка должна иметь блочно-модульный принцип для возможности ее модернизации, а также обработки широкой номенклатуры восстанавливаемых деталей, охлаждения зоны наплавки, сбора сыпучих материалов, оперативной переналадки приспособлений и устройств.

Современный уровень техники показывает, что совместить все эти требования в одной установке возможно с применением стандартных станочных направляющих, частотных преобразователей, программируемых контроллеров и других устройств.

Для восстановления изношенной поверхности вала предлагается использовать установки, которые создаются на базе токарных станков, что обеспечивает возможность восстановления крупногабаритных массивных валов, точность позиционирования подачи, жесткость установки (рис. 1). Кроме того, появляется возможность использовать такую установку в роли токарного станка, обрабатывая восстановленную поверхность после наплавки. Это позволяет, не снимая уже закрепленного в патроне станка вала, производить обработку поверхности вала, не нарушая соосности всех его ступеней.



Рис. 1. Вращатель для автоматической наплавки на базе токарного станка с программируемой панелью управления

Не стоит забывать о том, что когда возникает выбор между восстановлением изношенной поверхности детали и заменой ее на новую необходимо выбирать наиболее рациональный метод: либо модернизацию оборудования с полной заменой устаревшего изношенного оборудования, либо, если же замена оборудования не предусматривается, то целесообразней произвести его восстановление.

Использование технологий восстановления изношенных поверхностей применительно к валам центробежных насосов позволяет экономить значительные средства, когда в большинстве случаев вместо реновации детали компании отдадут предпочтение покупке новых рабочих органов машин. С другой стороны это можно объяснить тем, что в настоящее время сфера восстановления изношенных поверхностей деталей не имеет универсального оборудования,

позволяющего производить эффективное восстановление изношенных деталей любых форм и размеров. А приобретение и создание оборудования для каждой номенклатуры деталей требует огромных капиталовложений, в результате чего развитие этой сферы услуг оказывается невозможным. Создание оборудования, способного производить наплавку широкой номенклатуры деталей, а затем их дальнейшую обработку после восстановления поверхности, подвергшейся износу, позволит решить проблему низкого спроса на данный вид услуг.

Литература

1. Елагина О.Ю. «Методы создания износостойких покрытий», М.:Недра, 2010, 570 с.
2. Сайфуллин Р.Н., Фаршхатов М.Н., Наталенко В.С. «Оборудование для восстановления и упрочнения деталей машин», Упрочняющие технологии и покрытия, 2013. №12. С. 40 – 47.
3. Черняк Я.П. «Разработка порошковой проволоки ферритного класса для наплавки деталей из высокоуглеродистых сталей», Упрочняющие технологии и покрытия, 2013. №1. С. 13 – 15.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УПЛОТНЯЮЩИХ ЗАТВОРОВ ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ С.А. Усольцев

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах имеют место значительные потери от испарения, которые наносят ежегодный ущерб, исчисляемый в несколько сотен миллионов рублей, без учета ущерба, наносимого окружающей среде. Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения всё чаще применяют резервуары с плавающими крышами.

Одним из важнейших узлов любой плавающей крыши резервуара является уплотняющий кольцевой затвор, который прикрепляется к плавающей крыше и сохраняет плотный контакт со стенкой резервуара во всем диапазоне движения плавающей крыши, а также при изменении ширины зазора, связанной с отклонением стенки резервуара от правильной цилиндрической формы под действием, например, неравномерных осадок конструкции резервуара, ветрового и атмосферного воздействия, перепадов температур или монтажных недостатков. Именно от качества герметизации зазора между стенкой резервуара и газонепроницаемым «диском» плавающей крыши в значительной степени зависит величина потерь нефтепродукта от испарения.

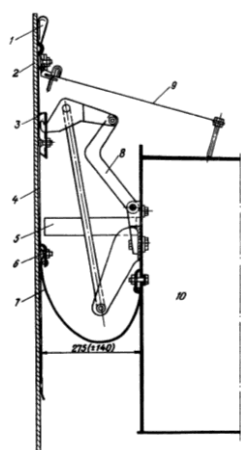


Рис. 1. Схема затвора жесткого типа фирмы «Wiggins»

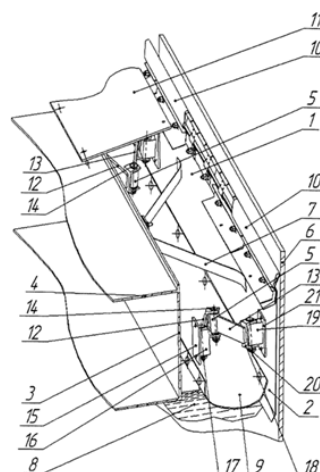


Рис. 2. Уплотняющий затвор с шарнирным механизмом

Уплотняющие затворы можно разделить на две группы: жесткие (с механическим уплотнением) и мягкие (с жидким, воздушным, газовым или эластичным синтетическим наполнителем). Затворы мягкого типа либо целиком изготавливаются из упругого материала, либо включают оболочку, заполненную каким-либо наполнителем. Наиболее распространенными в нашей стране являются конструкции мягких затворов РУМ–1, РУМ–2 и петлевой [1]. Несмотря на то, что по степени герметичности мягкие затворы считаются наилучшими среди всех других типов затворов, опыт их эксплуатации выявил множество недостатков: износ, возможные проколы оболочки, а также химическое разъедание оболочки в продуктах, содержащих ароматические углеводороды. Кроме того, необходимо постоянно осуществлять контроль давления внутри мягкой оболочки. Устранение повреждения на затворе во время эксплуатации является сложным процессом, т.к. требуется дегазация резервуара для доступа к нижнему креплению затвора.

В мире наиболее распространены затворы жесткого типа, т.к. они более долговечны, ремонтпригодны, эффективны и более совместимы с различными нефтепродуктами. Подвеска затвора воспринимает нагрузки от собственного веса затвора, атмосферных осадков и силы трения. Типичным представителем затвора жесткого типа является затвор «Wiggins», несущим элементом которого является рычажный механизм в форме пантографа (рис. 1). Недостатком этой конструкции является чрезмерное возвышение рычажной системы над верхом плавающей крыши, что приводит к уменьшению полезной вместимости резервуара, а также увеличивается требуемая высота наружного обода плавающей крыши (на практике не менее 900 мм).

Схема затвора жесткого типа фирмы «Wiggins» (рис. 1) представляет собой: 1 – вторичное уплотнение; 2 – стенка резервуара; 3 – подвеска башмака; 4 – металлический башмак; 5 – гаситель колебаний; 6 – зажим первичного уплотнения; 7 – первичное резиноканевое уплотнение; 8 – рычаг подвески башмака; 9 – атмосферный щиток; 10 – кольцевой обод плавающей крыши.

Чрезмерного возвышения рычажной системы над верхом плавающей крыши лишен затвор, в котором рычажная система представляет собой двухзвенные механизмы, расположенные в горизонтальной плоскости (рис. 2). Оси шарниров крепления подвесного механизма расположены под наклоном к наружному ободу плавающей крыши под углом 5–30° к вертикали. Все двухзвенные шарнирные механизмы затвора унифицированы, выполняют одинаковые функции, поэтому взаимозаменяемы [2]. В результате упрощается конструкция и повышается надежность затвора. Недостатком конструкции затвора является низкая эффективность очистки стенок резервуара от твердых остатков при отрицательной температуре.

На фрагменте (рис. 2) затвора с расположением шарнирных механизмов по периметру резервуара: разрезное кольцо 1, состоящее из скользящих листов 2, подвешенных на наружном ободу 3 плавающей крыши 4 при помощи шарнирных механизмов 5, и прижатое к стенке резервуара 6 при помощи пружин 7. Поверхность жидкости 8 покрыта мембраной 9, прикрепленной по одному краю к разрезному кольцу 1, по другому – к ободу 3. К верхнему краю разрезного кольца 1 прикреплены вторичное уплотнение 10 и защитный козырек 11, воспринимающий снеговую нагрузку и защищающий затвор и нефтепродукт от атмосферных осадков. Шарнирный механизм 5 имеет звенья 12 и 13, соединенные шарниром 14, и прикреплен одним концом к ободу 3 при помощи шарнирного кронштейна 15, состоящего из кронштейна 16 и оси 17, другим – к скользящему листу при помощи шарнирной муфты 18, состоящей из вилки 19, оси 20 и основания 21. Оси 17 и 20 и ось шарнира 14 расположены с небольшим наклоном к вертикали.

Как правило, для резервуаров диаметром до 122 м, возводимых в местностях со значительными осадками и ветрами, используются двудечные плавающие крыши, для которых нет необходимости устраивать наружный обод большой высоты (достаточно 400–500 мм) [3]. Это позволяет увеличивать полезный объем резервуара и успешно применять затворы с рычажной системой уплотнения.

Зарубежными и отечественными производителями накоплен значительный опыт проектирования и эксплуатации уплотняющих затворов для плавающих крыш, однако опыт применения их в умеренно холодной климатической зоне еще недостаточен. Наиболее распространенной проблемой эксплуатации уплотняющего затвора при отрицательных температурах является примерзание внешней оболочки уплотнения к стенке резервуара.

Для решения проблемы примерзания разработана конструкция уплотняющего затвора с шарнирно-стержневой системой, позволяющей повысить газоплотность затвора, уменьшить до минимума загрязнение внутренней полости затвора [4]. Кроме того, конструкция затвора позволяет эффективно производить очистку стенок резервуара при отрицательных температурах, благодаря циркуляции нагретого воздуха через кольцевые нагреватели, закрепленные на стенке плавающей крыши, и наличию нескольких сребков-уплотнителей (рис. 3).

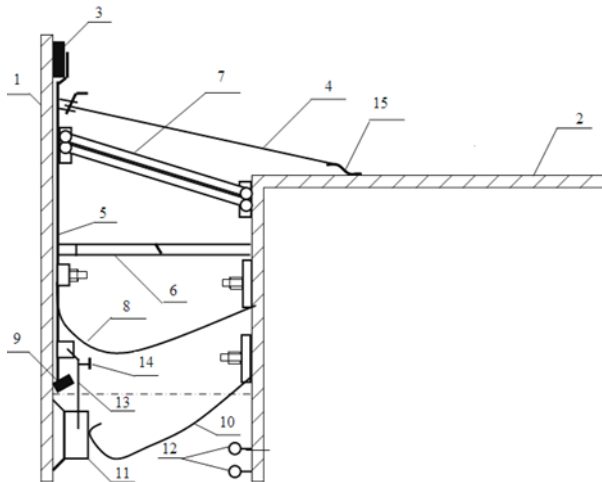


Рис. 3. Уплотняющий затвор с шарнирно-стержневой системой

Уплотняющий затвор плавающих крыш резервуаров с шарнирно-стержневой системой (рис.3) содержит стенку резервуара 1, периферийную часть плавающей крыши резервуара 2, верхнее вторичное уплотнение 3, нижнее вторичное уплотнение 4, защитный металлический лист 5, резиноканевую штorkу 6, шарнирно-стержневую систему 7, пружины сжатия 8, скользящий лист 9, фартук 10, шарнирную систему 11 для соединения скользящего листа 9 со скребком 12, кольцевые нагреватели 13. Также имеется резиноканевая штorkа 15 и винт-регулятор 14.

Пока не выработаны единые критерии, по которым можно было бы выбрать затвор, да и едва ли это возможно. Ведь при выборе затвора приходится учитывать многие факторы: размеры резервуара, характеристику хранимого продукта, климатические условия и др. Особенно сложен выбор затвора для районов с умеренным и холодным климатом. Высокая степень

герметизации и сегодня остается одним из основных требований к затворам. Кроме этого, затвор должен быть безотказным, быстро заменяемым, несгораемым. Большое значение придается тому, чтобы затвор не требовал специального ухода и обслуживания. Всеми этими качествами не обладает, пожалуй, ни один затвор. Поэтому проблема разработки и изготовления уплотняющих затворов, отвечающих всем необходимым требованиям, по-прежнему актуальна.

Литература

1. Дусалимов М.Э., Харисов Р.А., Мустафин Ф.М. «Обзор существующих конструкций уплотняющих затворов плавающих крыш резервуаров», электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, №2. С. 114 – 130.
2. Патент № 2346874. РФ. Уплотняющий затвор плавающих крыш резервуаров / Г.Б. Шнейдер, Ф.М. Мустафин, Г.Г. Садыков и др. Публ.: 20.02.2009.
3. Мустафин Ф.М., Жданов Р.А., Каравайченко М.Г., Ахметов Ф.Ш., Бондарчук Д.А., Лукьянова И.Э. «Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкции и оборудование»: Недрa, 2010. – 480 с.
4. Патент № 2344061 РФ. Уплотняющий затвор плавающих крыш резервуаров / Ф.М. Мустафин, Г.Б. Шнейдер, Н.В. Абдуллин и др. Публ.: 20.01.2009.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТОТНО-ВРЕМЕННОГО КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ПОИСКА УТЕЧЕК В НЕФТЕПРОВОДАХ МЕТОДОМ АКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ

В. А. Фаерман, А. Г. Черемнов

Научные руководители доцент Аврамчук В.С., доцент, Лунева Е.Е.,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Неотъемлемой частью инфраструктуры нефтедобывающего комплекса являются трубопроводные сети различного назначения. Исключительное значение трубопроводного транспорта для отрасли объясняется относительно низкой стоимостью транспортировки, высокой надежностью и возможностью маневрирования потоками [1]. В настоящее время практически весь объем добываемой нефти и нефтепродуктов транспортируется посредством трубопроводов [2]. Кроме того, в последние годы предъявляются повышенные требования к экологической безопасности нефтепроводного транспорта, в местах перехода трубопроводов через резки, железные дороги, автодороги, а также в непосредственной близости к населенным пунктам [3]. В связи с вышеперечисленным, безаварийная эксплуатация нефтепроводов сейчас является приоритетным и динамично развивающимся направлением.

Безаварийная эксплуатация нефтепроводов предполагает проведение мероприятий направленных на своевременное выявление и устранение различных дефектов трубы [1]. Для этих целей применяется большое количество различных, в том числе импортных, технических средств контроля, действие которых основано на различных принципах [2]. Наиболее распространенными являются электромагнитные (вихретоковые) и акустико-эмиссионные средства контроля, которые, как правило, применяются совместно. Наряду с периодическими проводимыми диагностическими мероприятиями, на особо ответственных участках нефтепроводов может применяться непрерывный контроль, который осуществляется при помощи стационарных акусто-эмиссионных комплексов [2].

Согласно [4], за период с 2004 года по 2012 год Ростехнадзором было зарегистрировано 83 аварии на магистральных нефтепроводах причиной 52 из которых являлись несанкционированные врезки.

К настоящему моменту времени разработано и используется множество различных методов обнаружения утечек в магистральных трубопроводах. В зависимости от используемых технических средств методы, как правило, разделяют на две группы: обнаружение утечек по технологическим параметрам перекачки (то есть с использованием информации имеющейся в распоряжении АСУ ТП); обнаружение утечек с использованием технических средств неразрушающего контроля [2].

Среди методов неразрушающего контроля, применяемых для обнаружения утечек фигурируют такие как волоконно-оптический, акустической эмиссии, радиоактивный, ультразвуковой [5]. Однако, из вышеперечисленных, в настоящее время наиболее широкое распространение получил метод акустической эмиссии [6]. В основу данного метода положена регистрация пьезоэлектрическими датчиками, расположенными на контролируемом участке трубопровода, сигналов акустической эмиссии, свидетельствующих о наличии трещин в стенке трубопровода и наличии мест истечения жидкости [6]. Основным недостатком данного метода является невозможность анализа протяженных участков трубопровода, что усложняет и замедляет обследование линейных участков магистральных нефтепроводов. Основным информативным параметром при применении метода акустической эмиссии является разница во времени прихода импульсов на датчики. Как правило, для ее определения производится анализ взаимной корреляционной функции сигнала (в частности, поиск ее максимума) [6, 7]. Однако при решении практических задач, ввиду малых энергий полезных сигналов, часто максимум корреляционной функции оказывается не выражен, следовательно определение местоположения утечки представляется затруднительным [7].

Для устранения этой проблемы, может применяться предварительная цифровая фильтрация анализируемых данных, которая позволяет повысить отношение сигнал/шум на фоне коррелятора и тем самым частично устранить случайные выбросы на его выходе [7]. Однако данный подход, в общем случае, неприменим, так как частотный диапазон акустического сигнала утечки априорно не известен и находится в зависимости от давления и расхода жидкости, а также от формы и размера отверстия [7 8]. Определение частотного диапазона сигнала утечки является нетривиальной и плохо формулируемой задачей, решение которой требует опыта и специальной подготовки от эксперта. Традиционно для ее решения используются такие дополнительные средства как кросс-спектр сигналов, функция когерентности. Данные методики также не лишены недостатков: кросс-спектр не информативен при действии интенсивных или узкополосных шумов; функция когерентности, вследствие наличия нескольких мод колебаний, может иметь ложные области высоких значений [9].

Альтернативным способом привлечения спектральной информации об анализируемых сигналах при корреляционном анализе является построение частотно-временной корреляционной функции [8]. Под частотно-временной корреляционной функцией понимают корреляционную функцию, которая находится в зависимости от двух переменных – времени задержки и частоты. Таким образом, корреляционная функция показывает корреляцию между соответствующими спектральными составляющими анализируемых сигналов [7].

Далее описывается процедура получения частотно-временной корреляционной функции [8]. Пусть имеется сигнал $x(t)$, представленный дискретными последовательностями x_i, y_i ($i = 0, 1, 2, \dots, 2^n - 1; n \geq 2, n$ – целое). На начальном этапе осуществляется расчет величин P_j по формуле

$$P_j = F(x_i)F^*(y_i) \quad (1)$$

где F - дискретное преобразование Фурье (ПДФ); F^* - комплексно-сопряженное представление результатов ПДФ. Далее формируются m векторов M^k ($k = 0, 1, 2, \dots, m - 1$), каждый из которых представляет Фурье – образ группы спектральных составляющих автокорреляционной функции, принадлежащих одному из m рассматриваемых частотных диапазонов. Формирование векторов M^k происходит по следующему правилу

$$M^k_j = P_j \cdot w_j^k, \quad (2)$$

где w_j^k - оконная функция, определенная следующим образом

$$w_j^k = \begin{cases} 1, & \frac{k}{m} < \frac{j}{2^{n-1} + 1} \leq \frac{k+1}{m} \\ 0, & \frac{k}{m} \geq \frac{j}{2^{n-1} + 1} > \frac{k+1}{m} \end{cases} \quad (3)$$

где $j = 0, 1, 2, \dots, 2^{n-1} + 1, k = 0, 1, 2, \dots, m - 1$. На следующем этапе полученные векторы M^k подвергаются обратному дискретному преобразованию Фурье

$$Z^k = F^{-1}[M^k]$$

Полученный в результате сложный вектор Z^k состоит из m векторов, каждый из которых в свою очередь представляет собой автокорреляционную функцию сигнала на соответствующем частотном диапазоне. Таким образом, из него могут быть восстановлены значения частотно-временной автокорреляционной функции

$$r_{xy}(f_k, t_i) = Z_i^k. \quad (4)$$

Построение поверхности частотно-временной корреляционной функции сводится к размещению точек, полученных с помощью (4), в пространстве. На рисунке представлен вид поверхности частотно-временной корреляционной функции, полученных экспериментально сигналов.

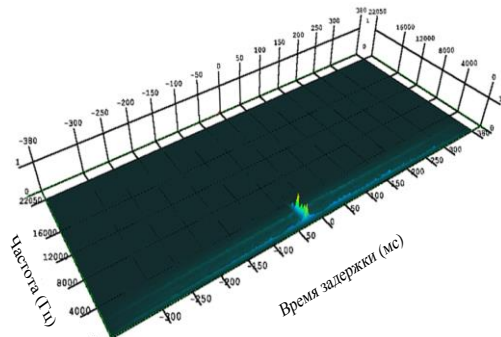


Рисунок 1. Поверхность частотно-временной корреляционной функции

нефтепроводах методом акустической эмиссии за счет частичного устранения его принципиальных недостатков. Кроме того, одновременное представление временной и спектральной информации на одной графической структуре (поверхности частотно-временной корреляционной функции), является более наглядным и упрощает работу оператора.

Сигналы снимались в следующих условиях: использовалась водопроводная труба диаметром 80мм, протяженностью 74м; утечка моделировалась посредством открытия резьбового отверстия; измерения производились пьезоэлектрическими акселерометрами с частотой опроса 44,1 кГц.

Применение частотно-временной корреляционной функции, позволяет более эффективно подавлять шумовые составляющие в полосе частот полезного сигнала, делая максимум функции более выраженным [8]. Кроме того, данный подход позволяет наиболее полно и наглядно представить данные об обрабатываемых сигналах [7].

Таким образом, применение частотно-временного корреляционного анализа потенциально способно повысить эффективность обнаружения течей в

Литература

1. Канева М. П., Протасов А. А., Коровин В. А., Подлеснова В. И. Формирование системы мониторинга состояния нефтепромысловых трубопроводов в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2007. - №18.
2. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / под ред. Ю. Д. Земенкова. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
3. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
4. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору / Официальный сайт Ростехнадзора [Электронный ресурс]. URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (последнее обращение 24.02.2014).
5. Хасенова Д. Ф. Анализ методов обнаружения утечек, применяемых в параметрических СОУ // Молодёжь и наука: Сб. материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции [Электронный ресурс]. URL: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/thesis/s026/s026-058.pdf> (последнее обращение 26.02.2014).
6. Мамонова Т. Е. Методы диагностики линейной части нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы информатики. – 2012. - №5. – С. 103-112.
7. Аврамчук В.С., Гончаров В.И., Чан В.Т. Частотно-временной корреляционный анализ в задачах определения координат утечек в трубопроводах // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 2. – С. 70–73.
8. Способ частотно-временного корреляционного анализа цифровых сигналов: пат. 2405163 Рос. Федерация. № 2009118627/28; заявл. 18.05.09; опубл. 27.11.09, Бюл. № 33. –10 с.).
9. Овчинников А.Л., Лапшин Б.М., Чекалин А.С., Евсиков А.С. Опыт применения течеискателя ТАК-2005 в городском трубопроводном хозяйстве // Известия Томского политехнического университета, 2008. -т. 312 -№2 - с. 196-202.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ А.Е. Чепрасов

Научный руководитель доцент А.В.Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение требований к экологической безопасности и неуклонное старение существующих систем нефтепроводного транспорта ставят перечень важнейших задач по обеспечению надежности, предупреждению и снижению аварийных ситуаций. Эта задача может быть достигнута только при проведении реконструкции, технического перевооружения и проведения эффективных ремонтных работ.

В России практически повсеместно внедрена практика производства ремонтно-восстановительных работ на нефтепроводах с полной остановкой перекачки. Традиционные методы ремонта систем трубопроводного транспорта широко представлены в НТД АК «Транснефть»[4] Анализ технологических операций, выполняемых при использовании «традиционных» методах ремонта показывает: во-первых, что наиболее продолжительным, энергоемким и экологически опасным является процесс опорожнения трубопровода, который может занимать до 2/3 времени всех ремонтно-восстановительных работ. Это объясняется большим количеством нефти находящимся в ремонтном участке и малым уклонам местности

пролегания трубопроводов; во-вторых, наиболее трудоемким процессом производства работ является земляные работы по раскопке траншеи и обустройства котлованов.

При проведении ремонта традиционными методами необходимо наличие целого спектра энергоёмкого и тяжелого насосно-силового оборудования, емкостей или сооружений для временного хранения и приема нефти. Очевидно, что для усовершенствования системы ремонта существующих и широко применяемых методов в трубопроводном транспорте нефти, необходимо уменьшить затраты по времени на проведение ремонтных работ. Этого возможно добиться уменьшением участка опорожнения трубопровода, путем применения специальных устройств, вводимых внутрь трубопровода в любом требуемом месте и способных перекрывать его поперечное сечение, обеспечивая их надежную герметизацию, а также минимизировать затраты на проведение земляных работ. Для того чтобы сократить время и трудоемкость производства работ, связанных с отключением трубопровода привлекается большое количество персонала и машинной техники, повышаются риски не успеть выполнить поставленные задачи по ремонту трубопровода в отведенное время.

Логичным выглядит внедрение в традиционные методы ремонта технологий компании T. D. WILLIAMSON. Технология используется для монтажа байпасной линии для спуска перекрывающей головки в полость трубопровода. Процесс состоит из 4-х последовательных этапов:

1. Приварка специальных фитингов «СТОПЛЛ» на действующий трубопровод под давлением. Технология приварки и конструкция фитингов сертифицирована различными международными лабораториями. Конструкция может быть разработана в соответствии с индивидуальными требованиями.

2. Приварка временных задвижек «СЕНДВИЧ» на фланцы фитингов, врезка фитингов и монтаж временной байпасной линии.

3. Перекрытие полости трубопровода путем установки перекрывающих головок в трубопровод. Сброс продукта из отсекаемого участка. Вырезка/ремонт участка. Заполнение продуктом.

4. Установка заглушки «Локк-О-Ринг» во фланец фитинга и демонтаж оборудования.

Применение метода компании T. D. WILLIAMSON в трубопроводном транспорте нефти возможно и накладывает ряд преимуществ:

а) возможность выполнения ремонта без остановки перекачки продукта;

б) ремонт любого вида дефекта в трубопроводе;

в) затраты по времени минимальны относительно использования «традиционных» методов ремонта применяемых АК «Транснефть»;

г) уменьшаются затраты и нагрузка на обслуживающий персонал;

д) снижаются риски по загрязнению окружающей среды, а следовательно и финансовые нагрузки компании по уплате штрафов.

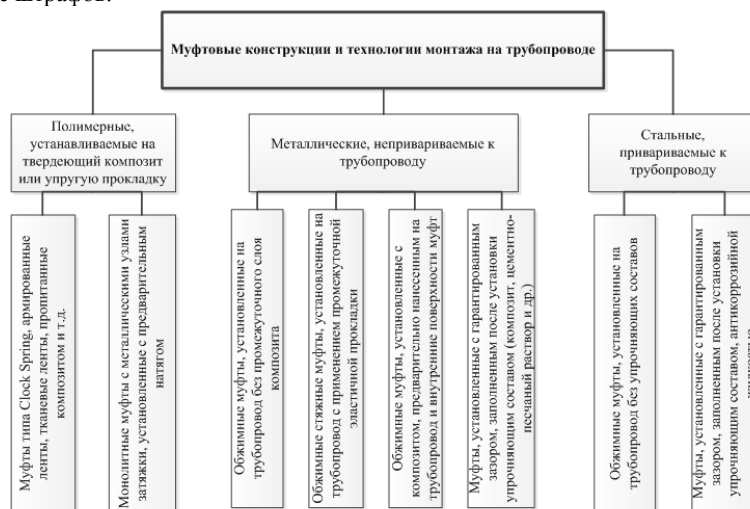


Рис. 1 Классификация конструктивно-технологических решений по ремонту трубопроводов с применением муфт

Одним из наиболее перспективных методов ремонта является КМТ ремонта. Технология ремонта включает использование двух стальных частей муфты большего диаметра относительно трубы, которые свариваются таким образом, чтобы конструкция охватывала поврежденный участок. При монтаже между трубой и муфтой необходимо выставить кольцевой зазор 30-40 мм. Кольцевой зазор с двух сторон заполняется быстро схватывающим материалом, а затем заполняется жестким композитом при очень низком давлении [3].

В результате анализа муфтовых конструкций разработана классификация конструктивно-технологических решений по ремонту трубопроводов с применением муфт (рис. 1). Классификация представлена в виде блок-схемы трех уровней. Первый уровень отражает конструкции муфт и технологии их монтажа на трубопроводе. Второй уровень отражает материал, из которого изготовлена конструкция, и основной технологический элемент установки муфт на трубопровод. Третий уровень характеризует конструктивные и технологические особенности ремонтной конструкции.

Согласно 12-ти сформулированным принципам эффективности ремонта наиболее эффективным с точки зрения технической эффективности отвечает композитно-муфтовая технология [2].

Таблица 1

Оценка технической эффективности технологий ремонта методом установки муфт

Принципы эффективного ремонта	Стальные муфты	Clock Spring	КМТ
1. Ремонт без остановки перекачки	+	+	+
2. Восстановление прочности нефтепровода	+	+	+
3. Срок службы ремонтной муфты не менее срока службы нефтепровода	+	+	+
4. Безопасность проведения ремонта	+	+	+
5. Отсутствие сварочных работ на нефтепроводе	-	+	+
6. Минимальные затраты времени и труда	-	+	+
7. Возможность перехода на 100% использование отечественных материалов	+	-	+
8. Минимальные конструктивные отличия для ремонта дефектов различных типов	+	+	+
9. Возможность ремонта протяжных дефектов	+	-	+
10. Возможность ремонта трещин	-	-	+
11. Возможность ремонта сквозных дефектов	+	-	+
12. Практический опыт в условиях эксплуатации более 10 лет	+	-	+
Итого выполняется требований:	9	7	11

Основные преимущества КМТ ремонта:

- позволяет сократить до минимума время производства работ;
- исключает остановку перекачки продукта;
- повышает безопасность выполнения ремонтных работ за счет исключения сварочных работ на поверхности действующего трубопровода;
- полностью восстановить прочность и ресурс дефектосодержащих участков и создать постоянную ремонтную конструкцию сроком не менее 30 лет.

К сожалению, в некоторых случаях, осложненных невозможностью проведения ремонтных работ на поверхности трубопровода, таких как подводные переходы, приходится применять более дорогие и технологически сложные методы ремонта. К ним относится передовой метод ремонта полимерным рукавом. Немецкая фирма Preussag разработала технологию санации изношенных трубопроводов полиэтиленовыми трубами без уменьшения сечения (метод CIPP), основанную на использовании тканевого полиэтиленового шланга и специального оборудования, смонтированного в кузове грузового автомобиля.

Метод заключается в том, что полимерный рукав вводится во внутреннюю поверхность трубопровода. Под давлением рукав расправляется и за счет клеящего состава прилипает к стенке трубопровода. Затем санлируемый трубопровод пропаривается для полного отвердевания клея. (рис. 2).

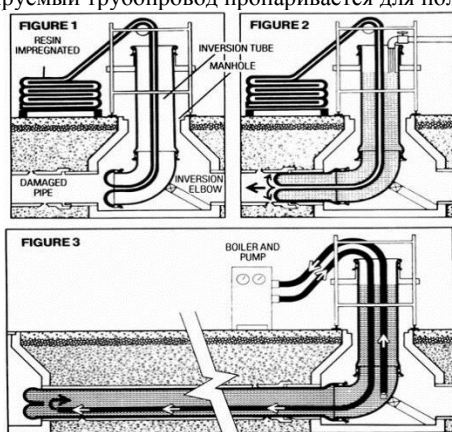


Рис. 2 Схема проведения ремонта трубопровода, метод CIPP

Преимуществами этого метода является сохранение диаметра изношенного трубопровода и высокое качество отремонтированного трубопровода, срок службы которого достигает 50 лет. К недостаткам следует отнести большую трудоемкость и высокую стоимость работ [1].

На рис. 3 представлена схема выбора технологии ремонта в зависимости от вида повреждений.

Разработанная схема выбора ремонта участка трубопровода в зависимости от вида повреждения, наличия трудовых и временных ресурсов позволяет выбрать наиболее оптимальный метод ремонтно-восстановительных работ.

На стратегию ремонта нефтегазопроводов сказываются такие немаловажные факторы как безопасность работ и охрана окружающей среды, бесперебойные поставки продукта транспортировки до

потребителя. Применение того или иного метода ремонта – это всегда компромисс между стоимостью ремонта и экологичностью, безопасностью и надежностью производства работ.



Рис. 3 Схема выбора технологии ремонта в зависимости от конкретного вида повреждений

Литература

1. Бобылев А.М., Бобылев А.А. Бестраншейная замена изношенных трубопроводов полиэтиленовыми трубами. – М.: РОБТ, 1997. № 5. С. 17–21.
2. Черняев К.В., Васин Е.С. Система безопасной эксплуатации и продления срока службы магистральных нефтепроводов. Трубопроводный транспорт нефти. – М.; 1998. – №11. – С. 16–21.
3. Композитно-муфтовая технология ремонта. – Электронная библиотека «Нефть-Газ». URL: <http://ngks.weatherford.ru/ru/service/composite-sleeve-repairs.html> Дата доступа: 21/02/2012.
4. РД 153-39.4-067-04 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов» URL: <http://docs.cntd.ru/document/471803258> Дата доступа: 25/03/2008.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПЛАНА ПЕРЕКАЧКИ

А.Ф. Бархатов

Научный руководитель главный специалист, старший научный сотрудник Е.В. Вязунов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2012 г затраты на электроэнергию связанную с перекачкой нефти по магистральным нефтепроводам (МН) ОАО «АК «Транснефть» составили 32,1 млрд. руб. (6 % от всех затрат) [3]. С увеличением производительности нефтепроводов удельный вес затрат на электроэнергию растет. Снижение затрат на электроэнергию при перекачке нефти является важной задачей нефтепроводного транспорта.

Расход электроэнергии зависит от режима работы МН. Параметры режима (расход, давление) технологического участка (ТУ) определяются управляющими воздействиями: комбинацией включенных насосных агрегатов и уставками систем автоматического регулирования (САР) давления на станциях, а также внешними факторами (реологические свойства нефти, эффективный диаметр участков между соседними станциями).

Снижение издержек на электроэнергию при заданных свойствах нефти и эффективном диаметре возможно за счет:

работы нефтепровода на оптимальных режимах, при которых затраты на электроэнергию минимальны для заданной производительности;

формирования оптимального плана перекачки, при котором обеспечивается перекачка планового объема нефти с минимальными затратами на электроэнергию.

Данные задачи могут рассматриваться как самостоятельные, либо решаться последовательно. Тогда сначала для заданного набора производительностей рассчитывается карта оптимальных режимов и на основании данной карты уже формируется оптимальный план перекачки.

Расчет оптимального режима с целью минимизации объемов вычислений целесообразно выполнять в четыре этапа:

первый этап – определение производительности на участках между соседними подкачками и отборами (при их наличии) и расчет потерь напора на этих участках с учетом разности высотных отметок и потерь в технологических трубопроводах станции, а также на участках между двумя соседними нефтеперекачивающими станциями (НПС), определение числа и напора подпорных агрегатов на головной станции.

второй этап – построение для каждой станции ТУ зависимости минимальной потребляемой мощности НПС и числа включенных насосных агрегатов от напора при фиксированной подаче станции (функции Джефферсона) [2].

третий этап – определение диапазона допустимых значений уставок САР давления на входе и на выходе станции. Поддержание давлений в этих диапазонах гарантирует соблюдение всех технологических ограничений по линейной части и по минимальному давлению на входе станций при заданной производительности.

четвертый этап – заключается в нахождении оптимального режима. Суть оптимизации сводится к распределению напоров по станциям ТУ с помощью функций Джефферсона [2] и с учетом определенного диапазона уставок САР. Для найденного оптимального режима определяются уставки на входе и выходе станций.

В нефтепроводном транспорте в основном оплата за электроэнергию осуществляется по двухставочному тарифу (6 ценовая категория согласно [4]) за потребляемую электроэнергию и мощность в часы пиковой нагрузки энергосистемы. При двухставочном тарифе в рабочие дни оплата проводится за электроэнергию и мощность, в нерабочие только за потребляемую электроэнергию.

Суть задачи формирования оптимального плана перекачки сводится к тому, что необходимо найти такие режимы из карты и время работы на каждом из них, чтобы перекачать требуемый объем нефти с минимальными затратами на электроэнергию. При решении данной задачи учитываются ограничения по минимально и максимально допустимым объемам раскочиваемой товарной нефти (в начале ТУ) и накапливаемой в конечной пункте (в конце ТУ). Для каждых суток задача решается отдельно в связи с разными способами оплаты электроэнергии по двухставочному тарифу. Для рабочих дней наиболее экономический оправданной является работа нефтепровода в часы пик на пониженных режимах, а в остальное время на повышенных для выполнения плановых объемов перекачки нефти. Для нерабочих дней задача оптимизации решается построением выпуклой оболочки и формированием суточного плана перекачки из режимов близлежащих к плановой производительности [1].

Для решения задач расчета оптимальных режимов и формирования оптимального плана перекачки автором были разработаны компьютерные программы, позволяющие решать многошаговую задачу расчета оптимального режима и формировать оптимальный план перекачки.

Программа для расчета оптимальных режимов

Исходные данные необходимые для работы программы: допустимые рабочие давления, профиль, вязкость, плотность, максимальное давление по входу станции, уставки САР, характеристики насосов, стоимость электроэнергии по НПС содержатся в Excel файле. Их импорт во внутреннюю память программы осуществляется при нажатии соответствующей кнопки.

Программа может выполнять две функции: расчет параметров режима при заданных пользователем входных данных (число насосов, реологические свойства, уставки САР, производительность) и расчет оптимального режима в соответствии с вышеописанным алгоритмом при этом уставки САР и число насосов определяются в процессе расчета. В программе предусмотрена функция отображения расчетной эпюры с указанием давлений на входе и выходе НПС. Также имеется возможность экспорта расчетных результатов в регламентированную карту режимов.

Программа формирования оптимального плана перекачки

Исходные данные (карта режимов, план остановок, план график смежных ТУ) хранятся в Excel файлах, их импорт проводится при нажатии соответствующих кнопок. Если в пределах ТУ стоимость электроэнергии и мощности остается неизменной их стоимость можно ввести в рабочем окне программы, если она изменяется по НПС, тогда их импорт осуществляется из Excel файла. Период планирования, объем перекачки, и часы пиковой нагрузки энергосистемы вводятся в диалоговом окне программы.

Алгоритм оптимизации плана перекачки реализуется в соответствии с ранее описанным, и в итоге в области отображения выводится сформированный план график за период планирования. Последующий экспорт плана перекачки может осуществляться в регламентированную форму.

Литература

1. Голосовкер В.И. Определение режима работы магистрального нефтепровода при заданной производительности // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М., 1967. – № 10. – С. 24-26.
2. Jefferson J.T. Shell Pipe Line calls it Dynamic Programing. It's proving effective as a means of optimizing power on crude-oil pipeline // The Oil and gas Journal. – 1961. – Т. 59. – № 19. – С. 102-107.
3. Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2012 год // ОАО «АК «Транснефть». 2013. URL: <http://www.transneft.ru/files/2013-07/jF6inR31NyM2rGz.pdf> (дата обращения 07.10.2013).
4. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии») // КонсультантПлюс. 2013. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/ (дата обращения 07.10.2013).

ТРАНСПОРТ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДЕПРЕССОРНЫХ И ИНГИБИРУЮЩИХ ПРИСАДОК, ВЛИЯНИЕ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРУЕМОЕ СОСТОЯНИЕ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

В.Д. Самигуллин, И.Е. Сироткин

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время увеличивается добыча высокопарафинистых нефтей, которые характеризуются повышенным содержанием парафиновых углеводородов. Такие нефти в процессе добычи, транспорта и хранения с пониженным температурой значительно ухудшают свои реологические характеристики. Это приводит к повышенному износу оборудования, дополнительным материальным затратам и ухудшению экологической ситуации [1,2]. Одним из наиболее перспективных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) считается химическая обработка скважин. Преимуществом применения ингибиторов депрессорного действия является не только предотвращение парафиноотложений, но и улучшение ими реологических свойств нефти, что облегчает ее дальнейшую транспортировку. В качестве объектов исследования были выбраны полимерные присадки на основе полиметилметакрилата, как импортного, так и отечественного производства. Эффективность присадок была изучена на высокопарафинистой нефти Западно-Майского месторождения. В таблице приведены данные по групповому составу исследуемых нефтей Верхнечонского и Фестивального месторождений.

Таблица

Групповой состав нефтей

Месторождение	Содержание, % мас.				
	ШФУ	ПУ	БС	СБС	АСФ
Западно-майское	77,3	3,6	11,5	7,2	0,05

Представленный образец нефти Западно-Майского месторождения можно отнести к парафинистым нефтям. Так как количественная оценка АСПО не дает представления о структуре нефтяного осадка, на микроскопе биологическом исследовательском МБИ-15У с цифровой видеокамерой и при увеличении в 480 раз

были сняты микрофотографии нефтяных осадков, образца исходной нефти и образца с присадкой ДМН фирмы Дебран.

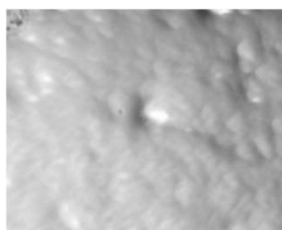


Рис.1 Образец исходной нефти

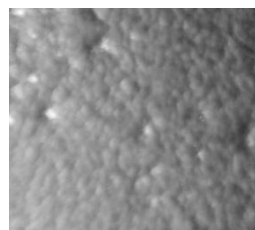


Рис.2 Образец с присадкой ДМН

Анализ фотографий структур нефтяного осадка (рис.1. и рис.2.) показывает, что структура образца содержащего присадку, более дисперсна, что является следствием воздействия на образец ингибитора ДМН. На этапе определения реологических параметров нефтепродуктов изучали влияние готовых композиций на основе базовых депрессорных присадок на динамическую вязкость высокопарафинистых нефтей. Для этого готовили присадки: брали навеску депрессорной присадки и разбавляли толуолом или дизельным топливом в соотношении 1:3. Реологические параметры исследуемой нефти определялись на ротационном вискозиметре BROOKFIELD LVDV-III Ultra. Депрессорный эффект изучался по изменению динамической вязкости нефти Западно-майского месторождения при добавлении в них 0,35% масс. присадки. Эффективными из испытуемых присадок оказались лишь две присадки: Дебран и ПАА. Для исследования влияния депрессорных присадок на напряженно-деформированное состояние трубопровода, в программной среде ANSYS были смоделированы результаты полученные компанией НПКФ «Нефтехимтехнологии» г. Кемерово при эксплуатационных испытаниях присадки ДМН-2005 на участке УУН - НПС "Пурпе" Северо-Губкинского месторождения ООО "Геойлбент" (Ямало-Ненецкая а.о.) [3]. Испытания проводились в период с 16 мая по 21 мая 2005г. Условия пробега: длина трубопровода - 57,7 км, диаметр - 273 мм. Характеристика нефти: температура застывания +10 °С, содержание н-парафинов - 12 %, температура плавления парафинов + 50 °С, содержание смол и асфальтенов - 2 %. Для экспериментальной модели, были приняты следующие условия: диаметр трубопровода 273 мм, толщина стенки 8 мм, сталь трубопровода 09Г2С, начальное линейное давление (без добавления присадки ДМН 2005) 4,56 МПа, конечное линейное давление (при добавлении присадки ДМН-2005 в концентрации 200г/т) 2,7 МПа, длина исследуемого участка трубы 12 м. Так же для наглядности и упрощения смоделированы 2 одинаковых участка трубы с действующими на них начальным и конечным линейным давлениями, весом трубы и продукта пренебрегаем, обе заделки задаем скользящими. На рис. 3. представлены результаты моделирования деформаций под действием начального и конечного линейного давления. Из полученных результатов следует, что при снижении линейного давления в трубопроводе на 1,8 МПа наблюдается снижение деформации по краям трубопровода порядка 0,7 мм. Данные результаты представлены в графической форме на рис. 4.

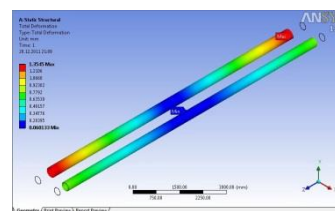


Рис.3 Деформации возникающие в нефтепроводах при различном линейном давлении

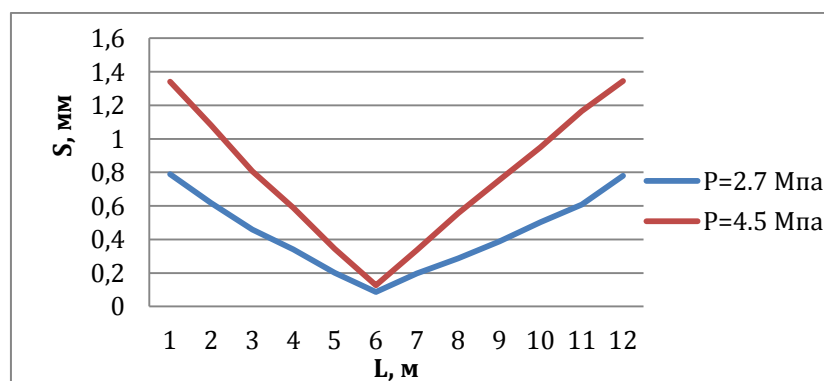


Рис. 4 Распределение деформаций (S) по длине (L) нефтепроводов

Из данного графика можно сделать вывод том, что снижение деформации наблюдается на все протяженности трубопровода. Так же были смоделированы напряжения, которые возникают в трубопроводе. При снижении давления в трубопроводе, наблюдается равномерное снижение напряжений действующих на трубопровод со 150 МПа до 85 МПа. Результаты, полученные в программной среде ANSYS, были представлены графически на рис.5.

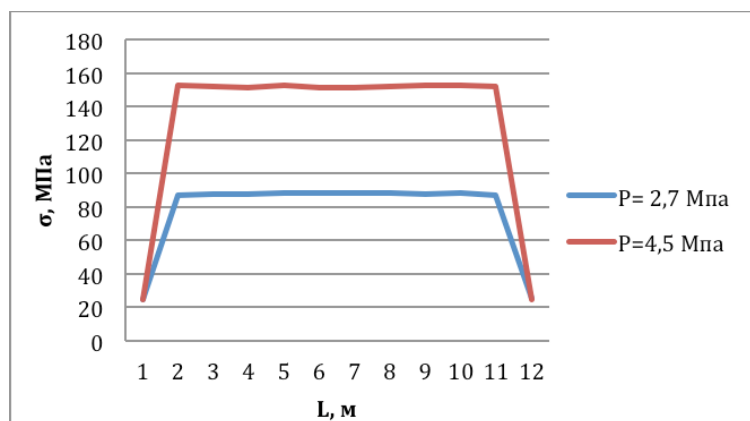


Рис. 5 Распределение напряжений (σ) по длине (l) нефтепроводов

На графиках представлено снижение напряжений возникающих в трубопроводе под действием давления.

Снижение давления в трубопроводе связано с двумя свойствами присадок: очищающим действием, за счёт которого она смывает смолисто-парафиновые отложения, образовавшиеся на внутренней стенке трубы, увеличивая её пропускной диаметр; уменьшением динамической вязкости нефти, благодаря чему её сопротивление перекачке снижается. Уменьшение гидравлического сопротивления в трубопроводе способствует: уменьшению и предотвращению появления и роста трещин, препятствует ухудшению механических свойств металла, уменьшению рисков связанных с работами при высоком давлении, уменьшению экономических затрат на перекачку нефти.

Литература

1. Локтев С.М. Проблемы переработки тяжелых нефтей.- Алма-Ата: Наука, 1989. - С.20-25.
2. Надиров Н.К. Трубопроводный транспорт вязких нефтей/Н.К. Надиров, П.И. Тугунов, Р.А. Брот, Б.У. Уразгалиев. – Алма-Ата: Наука, 1985. - 264 с.
3. Бурков П.В. Исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода “Александровское – Анжеро-судженск” методом конечных элементов // Вестник КузГТУ, 2013. – № 4. – С. 22-26.

РАСЧЕТ НЕФТЕСБОРНОГО КОЛЛЕКТОРА С КОРРОЗИОННЫМ ДЕФЕКТОМ В ПРОГРАММНОЙ СРЕДЕ ANSYS

Е. В. Тишкина

Научный руководитель профессор П. В.Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для расчетов был выбран нефтесборный коллектор, с различными эксплуатационными характеристиками (таблица 1), на которых при проведении технического диагностирования в 2004 году были выявлены области с явно выраженной канавочной (ручейковой) коррозией по нижней образующей трубы.

Общие сведения

Наименование трубопровода: Водовод высокого давления Врезка куста 18-куст 18^{св}

Владелец: ОАО «Томскнефть» ВНК

Местонахождение: ЦЭРЛАТ-2, Первомайское месторождение

Результаты проведенного в 2004 году технического диагностирования нефтесборного коллектора

Техническое диагностирование нефтесборного коллектора проводилось экспертной организацией в соответствии с требованиями «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту, и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. РД 39-132-94» и как часть обследования включало в себя измерительный контроль осадочной толщины стенки труб линейной части и узлов арматуры трубопроводов.

Результаты измерения толщины стенок труб

Техническое обследование нефтепромыслового трубопровода (нефтесборный коллектор) «Врезка куста 22-гребенка УПСВ - Центр первомайского месторождения» проведено в 17-ти контрольных участках (шурфах), расположенных примерно через 500 м друг от друга. По результатам, проведенных в шурфах измерений толщины стенок труб линейной части трубопровода, установлено:

1. Минимальная обнаруженная остаточная толщина стенок труб составляет 5,2 мм (47,3 % от номинальной толщины стенки трубы 11,0 мм)
2. Максимальная величина коррозионного износа составляет 5,8 мм (52,7 % от номинальной толщины стенки трубы 11,0 мм)
3. Максимальная величина скорости коррозионного износа составляет 2,9 мм/год

Таблица 1

Проектно-технические характеристики трубопровода

Наименование трубопровода	Категория трубопровода	Длина, (м)	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее давление, (МПа)	Марка стали	Диаметр, (мм)	Толщина стенки, (мм)	Тип изоляции
Врезка куста 22-гребенка УПСВ-Центр первомайского месторождения	III	8850	2002	2,5	20	168	11,0	Лента ПВХ

На всех контрольных участках по нижней образующей трубопровода была обнаружена речейковая коррозия с постепенно уменьшающейся глубиной коррозионного повреждения по ходу течения технологической жидкости от кустовых площадок в сторону УПСВ. Максимальная глубина речейковой коррозии (в начале трубопровода, около кустовых площадок) составляет 5,8 мм, минимальная обнаруженная глубина (в конце трубопровода, район УПСВ) 0,8 мм, ширина поврежденной зоны труб находится в диапазоне 5,0-21,0 мм. Расчетный остаточный ресурс работоспособности нефтесборного коллектора, с учетом скорости коррозии металла трубы, составил менее 1 года.

Расчет речейковой коррозии в программе ANSYS

За основу для расчетов возьмем реальные данные по глубине и ширине коррозионного повреждения (речейковой коррозии) из заключений по результатам технического диагностирования нефтесборного коллектора. Исходные данные для построения и расчета модели трубы с коррозией, нефтесборный коллектор «Врезка куста 22-гребенка УПСВ - Центр первомайского месторождения»: рабочее давление-2,5 МПа; диаметр трубы-168 мм; толщина стенки трубы-11,0 мм; марка стали трубы - сталь 20; максимальная глубина речейковой коррозии-5,8мм; ширина коррозионного повреждения трубы-21 мм. Так как процесс речейковой коррозии в трубе это сложный физико-химический процесс и при его наличии в трубе возникает канавка сложной формы (рис.2). Предугадать какой именно формы будет профиль коррозионного участка в трубе очень сложно, т.к. коррозионное воздействие среды на стенки трубы зависит от многих факторов, изменяющихся со временем. Чтобы упростить задачу, при построении модели трубы с повреждением будем использовать упрощенную схему с размерами коррозионного повреждения приближенным к реальным (рис.3).

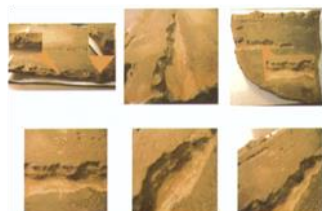


Рис.2 Фото речейковой коррозии на стенке трубы

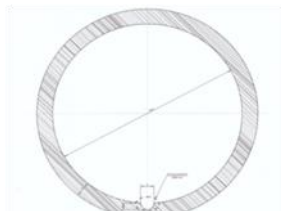


Рис.3 Упрощенная схема трубы с коррозионным повреждением типа речейковая коррозия



Рис.4 Модель половины трубы



Рис.5 Модель половины трубы с коррозионным повреждением

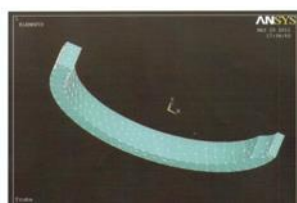


Рис.6 Модель половины трубы с наложенной сеткой конечных элементов для расчетов

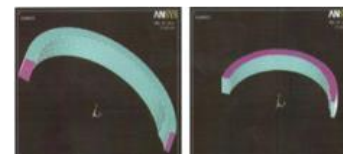


Рис.7 Граничные условия в перемещениях: а) - нулевые перемещения по оси Z; б) - нулевые перемещения по оси

Построение модели трубы нефтесборного коллектора

Так как задача симметрична относительно вертикальной оси, то при построении модели трубы с дефектом будем использовать только половину сечения трубопровода. Пошаговое построение модели и расчет трубы для нефтесборного коллектора приведены с параметрами коррозионного повреждения – максимальной глубиной 5,8 мм, максимальной шириной 21 мм.

1. Выбираем класс задачи Structural – задача механики деформируемого тела.
2. Тип элемента – трёхмерный тетрагональный элемент с 10 узлами SOLID92.
3. Задаем свойства материала – изотропный материал с постоянными свойствами: модуль Юнга для стали- $2,1 \cdot 10^{11}$, коэффициент Пуассона-0,3 (данные взяты по справочнику для сталей).

4. Для получения половины трубы строим прямоугольную область с вращением вокруг ключевых точек на оси Y (рис.4)
5. Аналогично строим область ручейковой коррозии.
6. Окончательная модель трубы с коррозионным повреждением получается при использовании операции Subtract – исключение (рис.5)
7. Для расчетов на модели создается сетка конечных элементов при помощи тетрагонального элемента SOLID32. Задаем сетку по всему объему исследуемого образца (рис.6)
8. Заключительным этапом перед проведением расчетов является задание граничным условий в перемещениях (рис.7) и давления на внутренней поверхности трубы (рис.8).

Выводы по расчетам

Из проведенных расчетов можно сделать вывод, что при уменьшении ширины ручейковой коррозии, при одной и той же глубине и других равных условиях, возникают большие напряжения металла в дефектной области с наибольшим утонением. В частности для нефтесборного коллектора расчётные максимальные напряжения металла (111 МПа и 193 МПа) в обоих расчётных случаях лежат ниже предела текучести – 245 МПа и временного сопротивления – 412 МПа для стали 20, из которой изготовлена труба, то есть можно сказать, что труба выдерживает рабочее давление в трубопроводе 2,5 МПа.

Литература

1. Буркова С. П. «Основы компьютерных технологий решения задач проектирования и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ». – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 53 с.
2. ГОСТ Р 53383-2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. (Hot-deformed seamless steel pipes. Specifications). – М., 2009. – 18 с.
3. ANSYS 14.5 Расчетные возможности // Интернет издание Cadfem-cis.ru, 2014. URL: http://www.cadfem-cis.ru/fileadmin/data/file/content_.. (дата обращения 15.01.2014 г.).

МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА ПРИ НАЛИЧИИ КОРРОЗИОННОГО ДЕФЕКТА НА НАРУЖНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Д.А. Терентьев, Д.С. Фатьянов

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной проблемой, возникающей при эксплуатации промышленных трубопроводов, по-прежнему остается коррозия. Коррозионные процессы приводят к ухудшению механических характеристик труб, что влечет за собой прорывы трубопровода. Это, во-первых, отрицательно сказывается на скорости и объемах добычи и приводит к ухудшению экологической ситуации окружающей среды, во-вторых, влечет за собой дополнительные экономические затраты на капитальный ремонт.

Перед нами была поставлена задача определить напряженно-деформированное состояние участка трубопровода, который находится под воздействием избыточного внутреннего давления, обусловленного транспортировкой углеводородов, с учетом наличия на наружной поверхности трубы участка с коррозионным дефектом. Результаты, представленные далее, получены при использовании универсальной программной системы анализа ANSYS.

Для расчетов были приняты реальные механические характеристики магистрального трубопровода км.69 Нефтеперекачивающая станция «Орловка». Нефтеперекачивающая станция «Орловка» предназначена для повышения давления перекачиваемой нефти в магистральном нефтепроводе. В качестве трубопроводов нефти использованы трубы из стали марок, рекомендуемых заводом-изготовителем для применения при скорости коррозии до 0,4 мм/год:

-09Г2С, по ГОСТ 8734-75*, ГОСТ 8732-78* и ТУ 14-3-1128-2000;

-13Г1С-У, К55 по ТУ 14-3-1270-2001 и ТУ 14-158-147-2005.

Нефти Западной Сибири, являющиеся малосернистыми, сами по себе не отличаются особой коррозионной активностью [3]. Поэтому в зависимости от характера агрессивной среды и условий её протекания для технологических сооружений нефтеперекачивающей станции будут характерны следующие виды электрохимической коррозии: солевая, атмосферная и подземная (почвенная и электрокоррозия). Солевая коррозия чаще всего обусловлена неравномерностью состава стали, а также наличием электропроводной среды – минерализованной воды. Подземная коррозия может возникать под воздействием почвенной (грунтовой) влаги и блуждающих токов. Подземной коррозии подвержены главным образом трубопроводы.

Для защиты от внешней коррозии предусмотрено использование труб с заводским изоляционным покрытием. Сварные стыки труб с заводским покрытием при прокладке магистральных трубопроводов независимо от диаметра изолируются термоусаживающимися муфтами, манжетами в соответствии с требованиями «Регламента на производство работ с использованием труб с заводским изоляционным покрытием». Также предусмотрена наружная изоляция усиленного типа для защиты от внешней коррозии захлестов, катушек, устанавливаемых при замене участков трубопровода Ø1220мм. Надземные участки на узлах задвижек, в местах выхода из земли покрываются грунтовкой и краской. Все изоляционные материалы должны соответствовать «Перечню действующих технических условий и технических требований на основные виды материалов и оборудования, закупаемого группой компаний «Транснефть». Необходимо предусматривать

проведение мероприятий по активной (катодной) защите от почвенной коррозии проектируемых и существующих технологических и сантехнических трубопроводов [2]. Поверхность трубопроводов надземной прокладки без теплоизоляции для защиты от атмосферной коррозии покрывается шпатлевкой и эмалью. Мониторинг скорости коррозии проводится совместно с эксплуатационным мониторингом трубопроводов и оборудования неразрушающими методами [2].

При помощи универсальной программной системы анализа ANSYS был построен участок трубопровода [1] диаметром 720 мм и толщиной стенки 10мм с коррозионным дефектом на наружной поверхности, испытывающий давление перекачиваемой среды, равное 4МПа. Согласно ТУ 14-3-1270-2001 марка стали трубы 13Г1СУ, предел текучести 380 МПа.

На рис. 1 предоставлено изображение дефекта. На рис. 2 показано распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса, где максимально опасные участки показаны красным цветом [1]. Согласно графику, изображенному на рис. 3, можно заключить, что максимальные напряжения возникают на границах коррозионного участка.

На основе полученных результатов можно сделать вывод о том, что данный участок трубопровода находится в исправном состоянии, так как максимальное напряжение металла трубы достигло значения 20,45МПа, что в разы меньше предела текучести стали, из которой изготовлена труба, равному 380 МПа. Согласно СНиП 2.05.06-85*, в данных условиях трубопровод может находиться в эксплуатации еще длительное время [4].



Рис. 1 Коррозионный дефект участка трубопровода

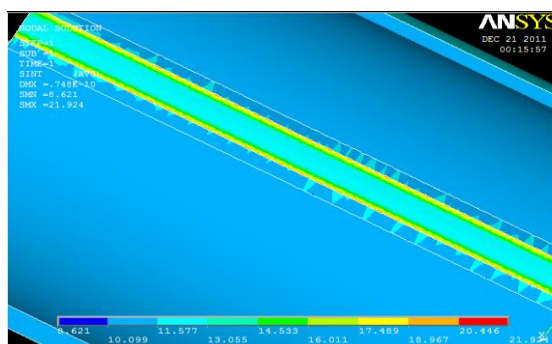


Рис. 2 Распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса

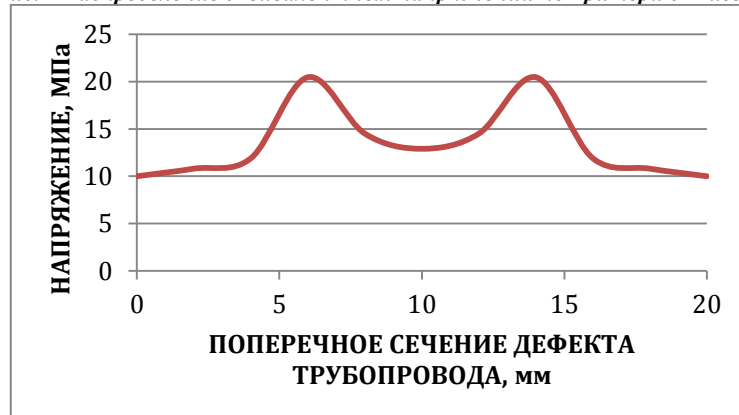


Рис. 3 Распределение напряжений по критерию Мизеса

Литература

1. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / Под общ.ред. Д.Г.Красновского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224 с.
2. Противокоррозийная защита трубопроводов и резервуаров : учебник для вузов / М.В.Кузнецов, В.Ф.Новоселов, П.И.Тугунов, В.Ф.Котов. – М.: Недра, 1992. – 237 с.
3. Рябов А.А. Трубопроводный транспорт – 2011: диагностика, эксплуатация и реконструкция. // Безопасность труда в промышленности.
4. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06 – 85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ФГУП ЦПП, 2005 – 60с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА
ТРУБОПРОВОДА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ**

Д.У. Момунов, М.Ю. Чухарев

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным трубопроводам, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Связано это со сложными условиями работы конструкций, обусловленными повышением рабочих напряжений, расширением температурного интервала эксплуатации, работой конструкций в различных агрессивных средах. Необходимость выполнения этого требования диктуется высоким уровнем затрат на строительство и ремонт трубопроводов, серьезными экологическими проблемами при авариях, ужесточением законодательных норм по охране окружающей среды. Балластировка трубопроводов – способ закрепления трубопроводов с помощью утяжеляющих грузов или бетонированием при прокладке их на заболоченных или обводненных грунтах. Балластировкой трубопроводов называется также сам процесс производства работ, связанных с установкой грузов или бетонированием труб. Утяжеляющие грузы – седловидные, шарнирные, с гибкими элементами и др. – укладывают на трубы при сооружении трубопроводов с помощью трубоукладчика, болотного экскаватора, крана-амфибии, вертолета. Для балластировки трубопровода бетонированием производят сплошное равномерное покрытие труб (внешнее бетонирование), осуществляемое часто на стационарной базе, или заполнении бетоном пространства между трубопроводом и внешним кожухом (конструкция типа «труба в трубе»).

Цель работы - моделирование напряженно-деформированного состояния участка промышленного нефтепровода в осложненных условиях и определение условий балластировки или применение поплавковых конструкций для участков трубопровода, пролегающих по болоту III типа, при помощи программы обеспечения ANSYS. ANSYS является универсальной конечно-элементной программой, применяемой для решения прочностных, тепловых, акустических, гидро- и газодинамических задач.

Наибольшее распространение при анализе напряжений и деформаций в инженерных конструкциях получил метод конечных элементов (МКЭ). Первые разработки МКЭ были выполнены в 50-х годах двадцатого столетия для решения задач сопротивления материалов. В 60-е годы математики получили строгое обоснование этого метода, после чего он стал общим средством изучения задач в частных производных, постепенно вытесняя метод конечных разностей, который рассматривался в то время, как универсальное средство решения названных задач. Благодаря работам О.Зенкевича, Р.Галлагера, Дж.Одена и других ученых, начиная с 1970 г., МКЭ становится все более популярным среди инженеров всех специальностей. Тогда же были разработаны первые программные комплексы, в которых реализовался метод конечных элементов. [1, 4] В настоящее время программным комплексом, в котором в наибольшей степени реализованы возможности МКЭ, является ANSYS.

Для реализации данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

Определение характеристик расчетных трубопроводов

Расчет изменения напряженно-деформированного состояния 1-го и 2-го участков трубопроводов, вследствие влияния веса трубы и выталкивающей силы водной фазы.

Необходимые значения соответствующих нагрузок находим согласно СНиП 2.05.06-85*. [2, 5, 6]

Технические характеристики участков трубопровода:

В данной работе представлена марка стали, используемая в районах крайнего севера при температуре окружающей среды от -60 оС до 40 оС – 13ХФА. Конструкционная легированная сталь повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости. Трубы отличаются от нефтегазопроводных труб обычного исполнения по ГОСТ 8731, ГОСТ 8732, повышенной хладостойкостью, повышенной стойкостью к общей и язвенной коррозии, стойкостью к сульфидному коррозионному растрескиванию и образованию водородных трещин.

- | | |
|---|---|
| • $D = 0,219 \text{ м}$ | • $\sigma_{\text{текуч.}} = 353 \text{ Н/мм}^2$ |
| • $S = 0,008 \text{ м}$ | • $m_{\text{трубы}} = 41,36 \text{ кг}$ |
| • $L = 10 \text{ в}$ | • $m_{\text{нефти}} = 27 \text{ кг}$ |
| • $\rho_{\text{воды}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ | • $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ |
| • $\rho_{\text{нефти}} = 850 \text{ кг/м}^3$ | • $h = 1,5 \text{ м}$ |
| • $\sigma_{\text{прочн.}} = 520 \text{ Н/мм}^2$ | |

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части промышленного трубопровода однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. На подземные трубопроводы, проложенные в болотах, действуют постоянная нагрузка от выталкивающей силы водной среды (q выт. Воды) и длительная нагрузка от внутреннего давления перекачиваемого продукта, так же имеет место воздействие собственного веса трубы при наличии жесткой заделки трубопровода. [4]

В данной работе рассматриваются 2 варианта заделки трубопровода в грунт:

- 1) Трубопровод «жестко» закреплен с обеих сторон перехода. В качестве «жесткой» заделки используется вид грунта – глина.
- 2) Трубопровод «жестко» закреплен с одной стороны перехода, а с другой допускаются продольные перемещения. В качестве «скользящей» опоры используется вид грунта – суглинки.

Температурные воздействия и воздействия веса перекачиваемого продукта не учитываются. Геологические условия для участка:

- Тип грунта с правой стороны болота, по ходу прокладки трубопровода : глина
- Тип грунта с левой стороны болота, по ходу прокладки трубопровода: суглинки
- Тип болота : III

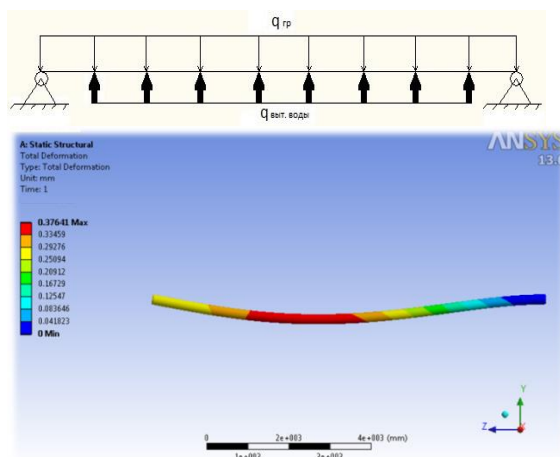


Рис.1 Трубопровод жестко закреплен с обеих сторон

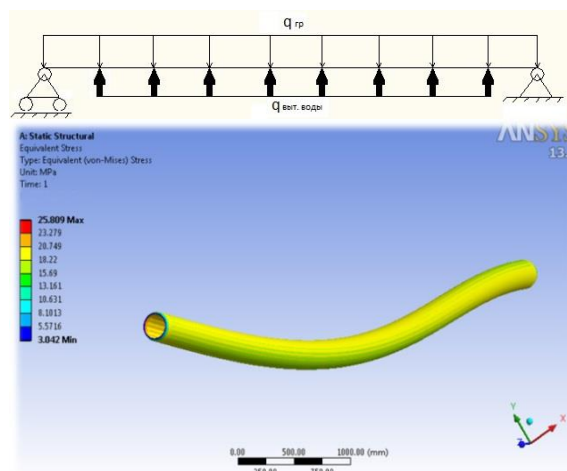


Рис.2 Трубопровод жестко закреплен с одной стороны, с другой допускаются продольные перемещения

Максимальное значение деформации на участке трубопровода = 0,37мм в поперечном направлении, в то время как в продольном направлении, это значение = 0,25мм. Максимальное напряжение равно 25,8 МПа будет наблюдаться внутри полости трубопровода и не будет влиять на его устойчивость.

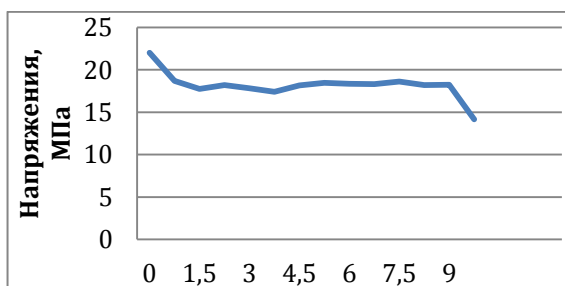


Рис.3 Распределение суммарных напряжений, полученных в расчете

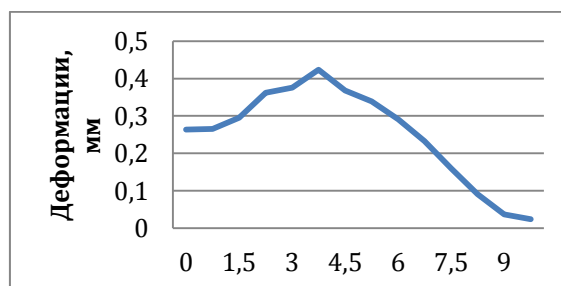


Рис.4 Распределение суммарных деформаций, полученных в расчете

В результате расчета было установлено: в данных условиях, при жесткой заделке трубопровода в грунт, с одной стороны перехода, и допустимых перемещениях в продольном направлении с другой, трубопровод не нуждается в дополнительной установке поплавковых приспособлений, так как его деформации являются незначительными и не могут повлиять на его прочность и устойчивость.

Литература

1. Применение метода конечных элементов в решении задач прикладной механики: учебн.-метод. пособие для студентов технических специальностей / А.О.Шимановский, А.В.Путято; М-во образования Респ. Беларусь, Беларус. гос. ун-т трансп. – Гомель: БелГУТ, 2008. – 61с.
2. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». – М., 1997. – 59 с.
3. Галлагер Р. Метод конечных элементов. Основы. – М.: Мир, 1984.- 428 с.

4. Бурков П.В., Буркова С.П., Вертинская О.В. Исследование силовых факторов системы среда – трубопровод // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2011, - №2. – с.153-157.

ИССЛЕДОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА КОНВЕРТЕРНЫХ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ШЛАКОВ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ИЗНОСОУСТОЙЧИВОГО ГАРНИСАЖА НА ФУТЕРОВКЕ АГРЕГАТА

А.Н. Калиногорский

Научный руководитель профессор Е.В. Протопопов

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Нанесение гарнисажа при раздувке конвертерного шлака является важной составляющей технологии горячих ремонтов футеровки агрегатов. Для повышения износоустойчивости гарнисажа предлагается формирование конвертерных магнезиальных шлаков с рациональным соотношением высоко- и низкотемпературных фаз [1].

С целью определения изменений, происходящих в конвертерном шлаке при вводе в него определенного количества специальных добавок, в частности высокомагнезиальных флюсов, наряду с химическим анализом проведены исследования минерального состава, текстурно-структурных, кристаллохимических и кристаллофизических особенностей шлаков².

Минераграфические исследования проводили в поляризованном отраженном свете на исследовательском металлографическом микроскопе МИМ-8-М, МИМ-10 и микроскопе поляризационном рабочем проходящего и отраженного света с цифровой камерой OLYMPUS E 420 ЛабоПол-2 РПО вариант 2, а текстурно-структурные – на натуральных обломках проб на стереографических микроскопах МБС-2 и ЛабоСтеми-4 зум.

Пробы для минераграфических исследований цементировали эпоксидной смолой в брикеты диаметром 20 мм и подвергали мокрой шлифовке, доводке на алмазных брусках и алмазной пасте и полировке с использованием окиси хрома. Исследования проводили в широком диапазоне увеличений от натуральных размеров до 3000× с обязательным фотографированием наиболее интересных структур. При больших увеличениях (500 – 3000×) в качестве иммерсионной жидкости использовали кедровое масло. Исследования проводили, как в обычном, так и в поляризованном свете.

Предварительно были проведены опытные плавки в 350-т конвертерах с промежуточными повалками для исследования физико-химических свойств шлака [2]. В таблице приведены минералы, присутствующие в опытных образцах шлака (1, 2, 3 и 4), отобранных, соответственно, на 4-й, 12-й минутах, по окончании продувки и после нанесения шлакового гарнисажа характерной конвертерной плавки. Минеральный состав рассчитывали по данным химического анализа с учетом результатов минераграфических исследований опытных образцов шлака.

Таблица

Минеральный состав опытных образцов шлака

Минерал (соединение)	Равновесная температура, °С	Содержание минерала в опытных образцах, %			
		1	2	3	4
Периклаз (MgO)	2800	3,97	1,91	11,45	20,29
Кальцоксид (CaO)	2570	1,2	14,44	25,05	34,04
Вюстит (FeO)	1370	1,23	2,67	3,63	1,01
Манганозит (MnO)	1850	2,94	2,51	3,49	2,61
Шпинель (MgAl ₂ O ₄)	2135	1,29	1,4	0,82	0,25
Галаксит (MnAl ₂ O ₄)	1870	1,29	0,47	0,27	0,11
Герценит (FeAl ₂ O ₄)	1750	1,29	0,47	0,27	0,44
Якобсит (MnFe ₂ O ₄)	1500	1,94	1,48	0,81	0,37
Магнезиоферрит (MgFe ₂ O ₄)	1810	0,65	3,69	2,73	2,39
Магнетит (FeFe ₂ O ₄)	1592	1,37	1,18	0,81	1,56
Маггемит (γ-Fe ₂ O ₃)	-	0,69	3,04	0,26	0,23
Кальциооливин (Ca ₂ SiO ₄)	2130	29,79	26,49	22,64	8,56
Форстерит (Mg ₂ SiO ₄)	1890	14,9	15,89	9,28	6,95
Фаялит (Fe ₂ SiO ₄)	1205	7,45	5,89	2,91	4,55
Тефроит (Mn ₂ SiO ₄)	1345	7,45	5,89	2,83	1,07
Витлокит (Ca ₃ (PO ₄) ₃)	1720	1,51	0,99	0,91	0,61
Волластонит (CaSiO ₃)	1540	-	0,39	-	2,85
Пироксен ((Mg,Fe,Mn,Ca) ₂ Si ₂ O ₆)	1500	8,68	0,39	-	2,23

² Исследования выполнены под руководством к.г.-м.н., профессора Пермякова А.А.

Браунмиллерит $((Ca,Mg)_2(Al,Fe)_2O_5)$	1415	-	9,36	6,21	5,23
Двукальциевый феррит $(Ca_2Fe_2O_5)$	1400	10,81	-	5,24	4,41
Ольдгамит (CaS)	-	0,25	0,26	0,45	0,25

Во всех опытных образцах наблюдали выделения реликтового периклаза и кальцооксида. Их наличие свидетельствует о том, что большая часть этих тугоплавких минералов, оплавляясь с периферии, прошла стадию перекристаллизации с уплотнением внутренних объемов периклаза и кальцооксида. Таким образом, конвертерный магнезиальный шлак в течение продувки имеет гетерогенный состав, где тугоплавкие частицы периклаза и извести находятся в расплаве более легкоплавких составляющих.

Кристаллизация минералов на этих реликтовых центрах увеличивает содержание в шлаке твердофазных частиц и способствует загущению шлака. Вновь образованные слои магнезиовюстита, нарастая на зерна периклаза, обладают более низкой температурой кристаллизации за счет наличия в них изоморфных легкоплавких примесей и образуют концентрически-зональную структуру, причем при большом увеличении микроскопа отчетливо видно, что внутренние, первые слои, обладающие более низкой отражательной способностью, представлены периклазом со сравнительно небольшим содержанием легкоплавкого вюстита. На внешнюю зону периклазидов, как правило, нарастают еще и шпинелиды, причем они представляют собой изодиморфную смесь магнезиовюстита со шпинелидами.

Содержание оливинов в опытных образцах шлака последовательно уменьшается от 61,09 % до 21,73 %, при этом они имеют сложный переменный состав, обусловленный совершенной изоморфной смесимостью оливиновых компонентов. Наиболее тугоплавкими являются кальциооливин, и форстерит, а наиболее легкоплавким – фаялит. В начале процесса отмечается наиболее высокое содержание оливинов, обогащенных легкоплавкими компонентами, поэтому значительная их часть находится в расплавленном состоянии. В расплаве отмечается и сравнительно большое количество кристаллов кальциооливина ($\alpha\text{-Ca}_2\text{SiO}_4$), среди которых эпизодически встречается мервинит $(Ca_3Mg(SiO_4)_2)$, имеющий температуру плавления 1598 °С, который, очевидно, образуется при снижении температуры конвертерной ванны. Кристаллы кальциооливина растут в течение всего периода продувки металла, при этом количество их генераций соответствует числу присадок извести (зарождение каждой генерации происходит в момент присадки очередной порции материала).

Шпинелиды шлака отличаются сложным переменным составом и, как правило, находятся в расплавленном состоянии, только в исключительных случаях, при снижении температуры или увеличении содержания магния и глинозема, могут встречаться в твердом кристаллическом состоянии. Однако, в опытных образцах шлака шпинелиды играют второстепенное значение вследствие их незначительного количества.

Пироксены в опытных образцах шлаке находятся в расплавленном состоянии, поскольку последние кристаллизуются только при полном затвердевании шлака. В шлаке фиксировали в основном диопсид $(CaMgSi_2O_6)$, содержащий изоморфную примесь Fe, Mn и Al. Иногда встречали псевдоволластонит $(CaSiO_3)$ в виде тонких игольчатых или пластинчатых кристаллов.

Выявленные ферриты кальция также относятся к наиболее легкоплавкой составляющей конвертерного шлака. Они представлены в основном двукальциевым ферритом $(Ca_2Fe_2O_5)$, содержащим изоморфные примеси разных компонентов. В отдельных микрообъемах фиксировали браунмиллерит $(Ca_4Al_2Fe_2O_{10})$. Ферриты располагаются в интерстициях между хорошо закристаллизованными тугоплавкими минералами.

Необходимо отметить, что текстура обломков гарнисажного шлака имеет некоторые особенности. Во первых, обломки шлака довольно массивные, а, во вторых, они представляют собой нагромождение ошлакованных тугоплавких частиц дополнительно присаженого высокомагнезиального флюса. При этом микроструктура гарнисажного шлака, в отличие от шлака, отобранного по окончании продувки, (рисунок) имеет значительно больше крупных тугоплавких кристаллов кальциооливина и периклазидов.

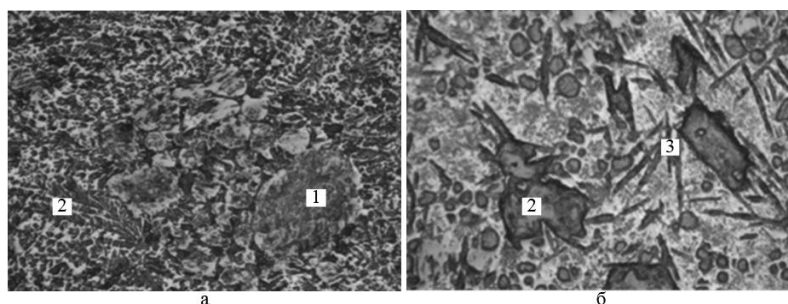


Рис. Микроструктура образца шлака, отобранного по окончании продувки (а), после нанесения гарнисажа (б): 1 – периклазиды; 2 – оливины; 3 – пироксены $\times 200$

Для образования в шлаке более крупных кристаллов кальциооливина к концу продувки необходимо ускоренное растворение извести, что способствует созданию каркасной структуры гарнисажа с соответствующим повышением износоустойчивости защитного покрытия.

Литература

1. Бабенко А.А. Фазовый состав конвертерных магнезиальных шлаков и технологические приемы повышения износоустойчивости формируемого на футеровке гарнисажа / А.А. Бабенко, Л.Ю. Кривых, Н.В. Мухранов [и др] // Известия вузов. Черная металлургия. 2012. №2. С. 37 – 40
2. Протопопов Е.В. Исследование особенностей формирования гарнисажа на футеровке большегрузных конвертеров при использовании высокомагнезиальных флюсов / Е.В. Протопопов, А.А. Пермяков, А.Н. Калиногорский // Проблемы черной металлургии и материаловедения, 2013, №4, С. 32 – 35.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК»

Т.Ю. Баклушин, М.А. Евтушенко

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Морской трубопроводный транспорт является сложным техническим объектом, и эксплуатация объектов морского транспорта проводится в сложных погодных и природных условиях. Трубопровод является эффективным средством транспорта в процессе освоения и использования природных ресурсов континентального шельфа морей и океанов. Основной проблемой при проектировании морского трубопроводного транспорта является выбор, анализ и обоснование таких основных технологических и конструкторских параметров, как материал труб, величина наружного диаметра, толщина стенки трубопровода, способ монтажа. Помимо всего прочего учитываются способы защиты от коррозионного воздействия, условия, при которых достигается устойчивость и другие эксплуатационные характеристики. Данная тема актуальна, поскольку нефтегазовая отрасль является одной из ведущих составляющих отечественной экономики. Например, доходы от поставок газа за рубеж составляют основную часть общих денежных поступлений в казну страны. Увеличение продуктивности нефтегазовой составляющей является первоочередной задачей для правительства, от выполнения которой зависит реализация многих государственных программ. Строительство новых объектов трубопроводной системы – одна из составляющих совершенствования работы нефтегазовой отрасли. В наши дни широкое развитие получило строительство трубопроводов по морскому дну. Трубопровод пролегает в сложных природных условиях и под воздействием окружающей среды в нем появляются напряжения и деформации. Такие нагрузки могут приводить к разным последствиям, и в случае аварии подобрать к трубопроводу достаточно проблематично и высокотратно. В связи с этим необходимо сразу производить расчеты надежности трубопровода с минимальными погрешностями и по возможности предусматривать все аварийные ситуации. Одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Именно в этих случаях прибегают к компьютерному моделированию, так как с помощью моделирования мы можем проанализировать напряжение и деформации, действующие на трубопровод, а также принять верное конструкторское решение в каждом конкретном случае проектирования трубопровода не только на морском дне, но и в любых других случаях укладки.

Целью данной работы является моделирование и исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода в программе ANSYS. Для решения поставленной цели взят магистральный газопровод диаметром 1153 мм и толщиной стенки 34,4 мм. В качестве исходных данных к расчету напряженно-деформированного состояния трубопровода было взято типичное проектное решение, основанное на технических требованиях СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.

Таблица 1

Общие параметры трубопровода

Внутренний диаметр, $D_{ин}$:	1153 мм
Толщина стенки, δ :	34,4 мм
Длина трубопровода, L:	12 м
Глубина залегания, h_0 :	70 м
Плотность природного газа, ρ_f :	0,700 кг/м ³
Рабочее давление, P:	5,5 МПа

Таблица 2

Характеристика материала трубопровода

Наименование материала:	Сталь 17Г2С
Плотность металла, ρ_m :	7850 кг/м ³
Предел текучести, $\sigma_{тек}$:	355 МПа

Одна из особенностей данного расчета состоит в использовании соотношений, дающих величину в размерностях силы - Н. Это связано с тем, что моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода проводилось в среде ANSYS Mechanical, где данный вид нагрузок удобнее задавать в размерностях силы. В ходе расчетов были посчитана распределенная нагрузка от веса материала и бетонного покрытия;

кольцевая нагрузка от перекачиваемого продукта; выталкивающая сила, действующая со стороны морской воды; гидростатическая нагрузка, на труб.

Расчет производился с помощью трехмерного моделирования и решения пространственной задачи определения напряженно-деформированного состояния трубопровода, находящейся под действием внутреннего давления и веса от толщии морской воды. Обычно рассматривается небольшой участок трубы (10-20 м).

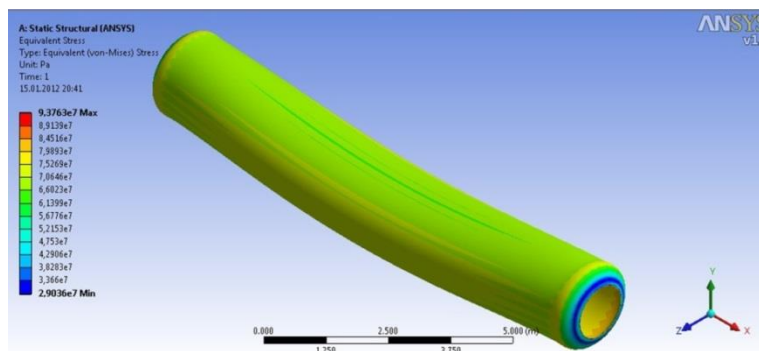


Рис.1 Распределение напряжений по Мизесу по длине трубы

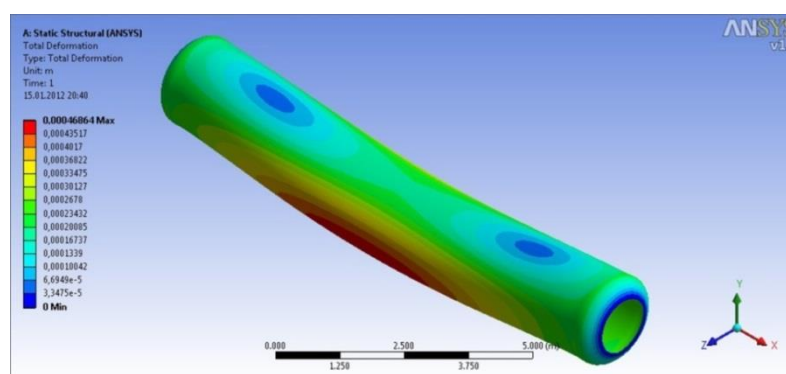


Рис.2 Суммарные перемещения трубопровода

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Наибольшие напряжения возникают на внутреннем контуре трубы.
2. Изменение значений напряжений, возникающих при эксплуатации трубопровода, может достигнуть значений, являющихся близкими к пределу текучести стали, что снижает надежность действующего трубопровода.
3. Суммарные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок.

Литература

1. Строительные нормы и правила: СНиП 2. 05. 06-85. Магистральные трубопроводы : нормативно-технический материал. - Москва, 1997. - 92 с.
2. Строительные нормы и правила: СНиП 2.01.07 – 85. Нагрузки и воздействия: нормативно-технический материал. – Москва, 1987. – 36 с.
3. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ.пособие. –М.: Машиностроение 1, 2004.- 512с.
4. "Газопровод "Северный поток // Nord Stream, 2013. URL: <http://www.nord-stream.com/ru/gazoprovod/> (дата обращения 24.02.2014)
5. Чернявский Д.Ю., Бурков П.В., Буркова С.П.. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода на примере участка Александровское - Анжеро-Судженск//Информационно аналитический бюллетень "Горный". - Москва, 2012. - в.3 - с. 356 - 363.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА АЛЕКСАНДРОВСКОЕ-АНЖЕРО-СУДЖЕНСК

Д.Ю. Чернявский, В.П. Тардаскин

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтегазовой промышленности на основе мощных трубопроводов и эксплуатация их в районах со сложными природными условиями поставили на повестку дня вопросы контроля и оценки прочности и работоспособности этих конструкций. При этом теоретические расчеты прочности магистральных нефтепроводов, закладываемые в проекты, являются ориентировочными, т.к. в принципе не могут учесть всех эксплуатационных факторов. Магистральные нефтепроводы, поставляя нефть в центральные районы страны и на экспорт, пересекают водные преграды различной протяженности. Пересечение водных преград чаще всего решается путем строительства подводных переходов. К надежности подводных переходов предъявляются высокие требования, так как даже незначительные повреждения переходов с потерей герметичности приводят к тяжелым экологическим последствиям. Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» на своем протяжении пересекает 98 водных преград. Участок представляет собой незастроенную, заросшую смешанным лесом территорию вдоль трассы нефтепровода, расположенный на 208 км нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» [1].

Целью данной работы является исследование напряженно-деформированного состояния подводного перехода заболоченного участка нефтепровода.

Расчет напряженно-деформированного состояния трубопроводных конструкций, базирующийся на методах сопротивления материалов и строительной механики не позволяет провести адекватный анализ прочности трубопроводов топливно-энергетического комплекса с требуемой точностью. В настоящее время наибольшее распространение получил метод конечных элементов. Информация, полученная в результате оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы [2-3]. Диаметр исследуемого нефтепровода 1220 мм, рабочее давление 3,7 МПа. Нефтепровод проходит через заболоченный участок. Характеристика материала трубы: сталь 13ГС со следующими механическими характеристиками $\sigma_{0,2} = 510 \text{ МПа}$, $\sigma_{0,01} = 335 \text{ МПа}$ [4]. На нефтепровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: распределенная нагрузка от веса самой трубы с изоляцией и перекачиваемой нефти – q , выталкивающая сила воды – $q_в$, гидростатическое давление – $q_{гид}$. В расчетах приняты допущения об отсутствии нагрузок, действующих в зимний период и температурного влияния на нефтепровод. Расчетная схема представлена на рисунке 1 и представляет собой место перехода нефтепровода из грунта в воду.

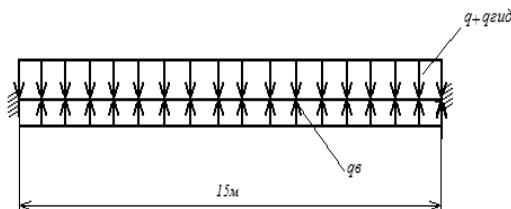


Рис. 1 Расчетная схема нефтепровода

Результаты расчета представлены на рисунках 2 и 3.

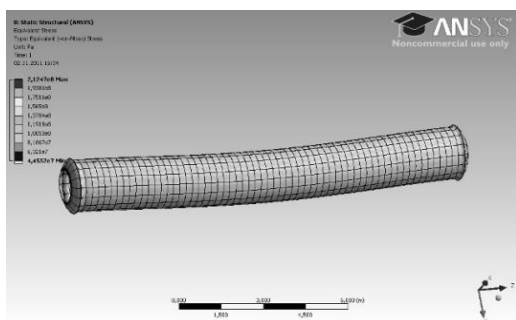


Рис. 2 Расчетные напряжения по Мизесу на исследуемом участке

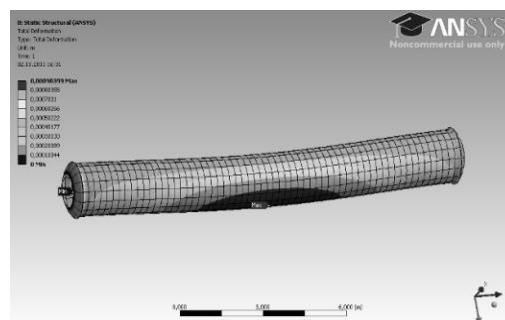


Рис. 3 Суммарные перемещения

Расчитав исследуемый участок нефтепровода, проверим соответствие расчета модели в Ansys общепринятым. Для этого используем созданную модель участка нефтепровода. Приложим только расчетное давление и произведем расчет по кольцевым напряжениям.

Результаты расчета приведены на рисунке 4.

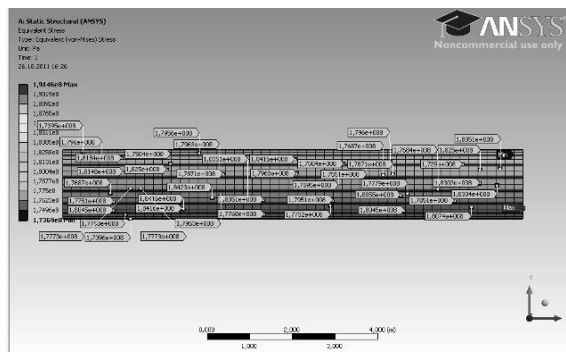


Рис. 4 Кольцевые напряжения в нефтепроводе

Максимальные кольцевые напряжения участка нефтепровода под действием расчетного давления по методу конечных элементов $\sigma_{\text{кр.н}} = 191 \text{ МПа}$.

Кольцевые напряжения по расчету $\sigma_{\text{кр.з}} = 188 \text{ МПа}$.

Погрешность расчета:

$$\frac{191 - 188}{188} \cdot 100\% = 1,6\% \quad (1)$$

Таким образом, принятая модель дает адекватный результат. Распределение суммарных перемещений и напряжений, полученных в расчете представлены на рисунках 5 и 6.

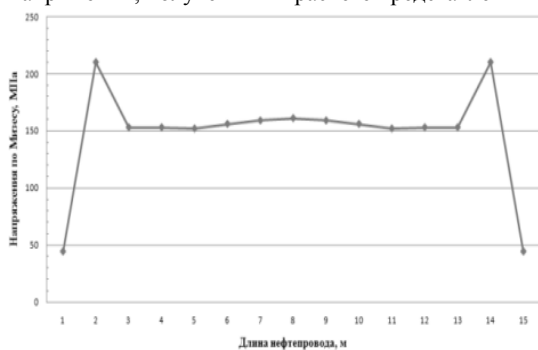


Рис.5 Распределение напряжений по длине нефтепровода

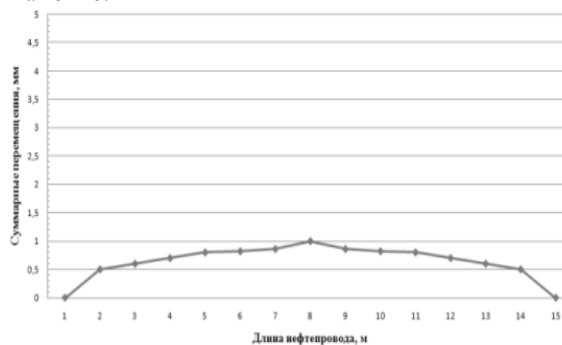


Рис. 6 Распределение суммарных перемещений по длине нефтепровода

Из полученных и представленных результатов можно сделать следующие выводы:

- наиболее опасное сечение нефтепровода находится в месте перехода из одной среды в другую; здесь наблюдаются максимальные напряжения, снижающие уровень надежности нефтепровода;
- суммарные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемой нефти, а также гидростатического давления и выталкивающей силы воды. Наиболее опасное сечение находится в центре нефтепровода.

Литература

1. Шаммазов А. М., Мугаллимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. - М.: ООО «Нсдра-Бизнесцентр», 2000. — 237 с.: ил. - ISBN 5-8365-0049-5.
2. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах [Текст]. – М.: Компьютер Пресс, 2002. – 224 с.
3. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ.пособие. –М.: Машиностроение 1, 2004.- 512 с.
4. Методические указания по освидетельствованию и идентификации стальных труб для газонефтепроводов. ВРД 39-1.11-014-2000.: Москва, 2000. - 58 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

П.В. Бурков, О.В. Ключ, А.Г. Шатров

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Целью данной работы является исследование напряжённно-деформированного состояния подземных трубопроводов, проложенных в условиях вечной мерзлоты. На трубопроводах в России каждый год происходит около 40 тысяч аварий и отказов, несмотря на то, что проблема надёжности магистральных трубопроводов постоянно в центре внимания служб нефтегазовых отраслей. Основная часть аварий происходит из-за воздействия на трубопроводы непроежных нагрузок. По этой причине, при определении технического состояния трубопроводов необходимо контролировать изменение напряжённно-деформированного состояния в процессе эксплуатации. Одним из нескольких основных факторов, которые определяют надёжность эксплуатации подземных нефтепроводов, является взаимодействие с грунтами, которые их окружают. Воздействие со стороны грунта может быть осуществлено химическим, влажностным, тепловым, коррозионным, биологическим, силовым способами. В свою очередь, нефтепровод оказывает влияние на окружающий грунт через постоянные нагрузки (вес трубы, её давление на грунт и т.д.) и временные длительные, которые обусловлены изменением температуры и давления перекачиваемых продуктов по длине трассы. Дополнительные нагрузки, которые воздействуют на период эксплуатации, приводят к быстрому износу трубопроводов. Самыми распространёнными и опасными являются непроежные нагрузки со стороны опорной системы и нагрузки, которые возникают под воздействием внешних источников (сезонные подвижки грунта, оползни) и при проектировании учесть которые невозможно. Выявлять действие непроежных нагрузок возможно на стадии строительства и в период эксплуатации путем измерения и расчета напряжённно-деформированного состояния трубопроводов. В основном строительство трубопроводов на мёрзлых грунтах происходит в такой период, когда грунты находятся в мёрзлом состоянии, по той причине, что при сезонном оттаивании строительной технике практически невозможно двигаться вдоль трассы. Первоначальное состояние подземного трубопровода определяется положением трубы, уложенной в мерзлый грунт, и напряжённно-деформированное состояние трубопровода должно быть рассчитано с учётом физико-механических свойств мёрзлого грунта. Когда происходит ввод трубопровода в эксплуатацию при температурах продукта выше 0°C, мёрзлый грунт под трубопроводом начинает оттаивать, причём, вследствие изменений физико-механических свойств грунта вдоль линии трубопровода в различных сечениях труб размер и оттаивание будут разными. Это приводит к провисанию участков, изгибам, большим пространственным перемещениям (чаще всего с потерей продольной устойчивости), и при определенных условиях трубопровод может разрушиться. В результате происходит рост напряженного состояния. Проведение расчётов на прочность с учётом реальных условий работы трубопровода является одним из главных элементов, который поможет поддерживать трубопровод для надёжной эксплуатации. В таком случае основной задачей при расчёте прочности трубопроводов является определение напряжённно-деформированного состояния под воздействием нагрузок и воздействий, возникающих от внешних источников. Расчёт напряжённно-деформированного состояния участка подземного трубопровода проводится методом конечных элементов, реализованном в программном комплексе ANSYS. Участок трубопровода располагается на территории с наиболее холодной пятидневкой от – 46 до – 49 °С, поэтому приняты трубы в северном исполнении:

1. класс прочности – К56;
2. диаметр – 820 мм;
3. толщина стенки – 14 мм;
4. внутреннее давление – 9,2 Мпа;
5. длина трубопровода – 12 м;
6. марка стали – 09Г2ФБ

В качестве независимых параметров для упругих характеристик материала можно использовать модуль Юнга $E = 2,06 \cdot 10^{11}$ и коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$. При определении напряжённного состояния участка трубопровода необходимо учитывать все кольцевые напряжения от внутреннего давления и продольные осевые напряжения, которые происходят от нагрузок и воздействий. В результате расчётов получаются трёхмерные картины распределения характеристик наиболее напряжённных участков трубопровода с учётом всех действующих нагрузок на данную конструкцию. При определении напряжённного состояния участка трубопровода учитываются кольцевые напряжения от внутреннего давления и продольные осевые напряжения от всех нагрузок и воздействий.

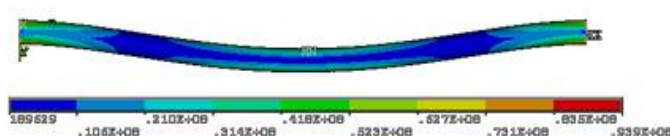


Рис. 1 Напряжение по Мезису участка подземного трубопровода, проложенного в зоне вечной мерзлоты

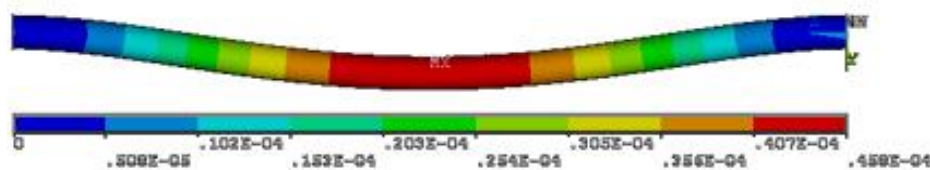


Рис. 2 Деформация участка подземного трубопровода по Мезису

Прогиб в месте закрепления отсутствует. График нормального прогиба представлен на рис 3:

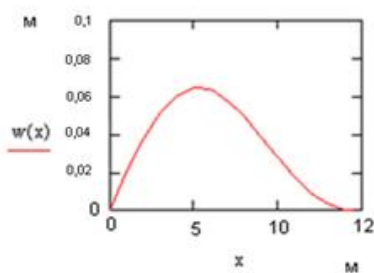


Рис. 3 Нормальный прогиб
 x – длина трубопровода, м; $W(x)$ – величина нормального прогиба, м. Максимальное значение прогиба соответствует $W_{\max} = 0,06$ м при удалении от края сопряжения на 5 м

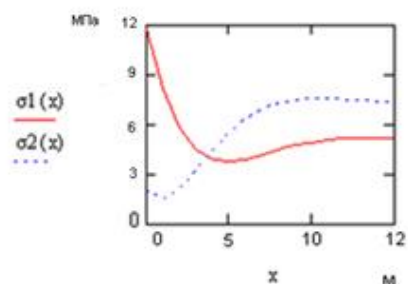


Рис. 4 Распределение продольных и кольцевых напряжений
 x – длина трубопровода, м; σ_1 – продольные напряжения, МПа; σ_2 – кольцевые напряжения, МПа

Наибольшее значение продольных напряжений соответствует в точках закрепления, то есть величина продольного напряжения у внутренней стенки нефтепровода в этих точках превышает предел текучести материала. Несущая способность трубопровода в точках закрепления будет исчерпана, когда давление в нефтепроводе превысит предельное значение, при котором все поперечное сечение будет охвачено пластической деформацией. Информация, полученная в результате оценки напряжённо-деформированного состояния линейной части магистральных нефтепроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефектов) и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надёжность трубопроводной системы. Расчёты показывают, что при выпучивании или просадке отдельных участков трубопровода происходит появление недопустимых напряжений. При сильных просадках на участках трубопровода начинают возникать пластические деформации. По этой причине, проведение оценки НДС и определение сильно нагруженных участков трубопроводов с учетом динамических и статических нагрузок, действующих во время эксплуатации, крайне важный фактор в определении условий для безопасного использования трубопровода. С целью повышения эксплуатационной надёжности трубопроводов, необходимо своевременно проводить техническую диагностику и анализировать НДС, используя метод конечных элементов.

Литература

1. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / Под общ. ред. Д.Г.Красковского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224 с.: ил.
2. Безухов Н.И., Лужин О.В. Приложение методов теории
3. упругости и пластичности к решению инженерных задач. М.: Высшая школа, 1974. – 204 с.
4. Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. - М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231с.
5. СНиП 2.05.06-85
6. П.В. Бурков, О.В. Ключ, С.П. Буркова Исследование напряжённо-деформированного состояния подземных трубопроводов проложенных в условиях вечной мерзлоты // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 062. – С. 184–190.
7. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. ANSYS для инженеров: Справ. пособие. – М.: Машиностроение-1, 2004. – 512с.

**СХЕМНОЕ И КОМПОНОВОЧНОЕ РЕШЕНИЕ ПРИЁМО-РАЗДАТОЧНОГО УСТРОЙСТВА С
ФУНКЦИЕЙ РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕЗЕРВУАРОВ**

Е.Е. Перемитин

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В процессе хранения парафинистых нефтей в резервуарных емкостях, особенно в емкостях большого объема, происходит образование и накопление донных отложений, количество которых составляет иногда в год до 1/4 полезного объема резервуаров. Для повышения эффективности использования резервуарных емкостей необходимо сохранение полезного объема нефтяных резервуаров.[2]

Существует несколько способов для предотвращения накопления парафинистого осадка: Система пригруженных всервных кольцевых сопел (СПВК) и помощью электромеханических мешалок.

Данные способы являются общеизвестными, я же хочу предложить другой способ. Учитывая недостатки существующих устройств для предотвращения накопления осадка на днищах нефтяных резервуарах, было разработано приемно-раздаточное устройство «ПРУ-3» с направляющими конфузорами с функцией размыва и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах при проведении операций по заполнению их нефтью или нефтепродуктами, а также циркуляции перемешанной нефти за счет направленных конфузоров. Эти процессы можно осуществить, используя потенциальную энергию потока жидкости в трубопроводе перед резервуаром.

Целью данной работы является:

Оптимизация технологических процессов эксплуатации резервуаров вертикальных стальных путём схемных и компоновочных решений ПРУ-3 с функцией размыва донных отложений.

«ПРУ-3» должно устанавливаться на действующих или вновь строящихся РВС. Оно необходимо для того, чтобы нефть в РВС заходила без «падающей струи» и проводило размыв донных отложений и предотвращение их накопления.

Конструкция ПРУ-3: отвод (сложной формы); отборный патрубок; направляющие конфузоры; обратный клапан.

ПРУ-3 должно располагаться внутри резервуара и иметь минимальные габаритные размеры, массу, материалоемкость, энергопотребление. Присоединение отвода ПРУ-3 с ПРП – фланцевое. Присоединение обратного клапана к отводу ПРУ-3 – фланцевое. Подобрать пружину оптимальной жесткости для беспрепятственного возврата створок обратного клапана после проведения откачки нефти из резервуара.

Конструкция должна быть надежной и не требовать проведение ТО и ремонтов на протяжении 15 лет.

Принцип работы:

Поток закачиваемой нефти или нефтепродукта, попадая в ПРУ-3, по направленным конфузорам, разделяется на три расхода. Затопленная гидравлическая осесимметричная струя, выходящая из центрального и боковых конфузоров со скоростью 6-12 м/с (в зависимости от технологического режима), расширяется под углом 150 относительно оси, что позволяет с максимальным эффектом использовать ее скорость и зону расширения для размыва донных отложений. Два боковых конфузора расположены под углом 250 к оси центрального в горизонтальной плоскости для обеспечения максимального перекрытия половины площади днища резервуара.[2] Откачка нефти идет через обратный клапан и отборный патрубок. Три струи, выходящие из конфузоров ПРУ-3, срывают донные отложения, взвешивают их за счет циркуляции всей массы нефти, препятствуя образованию новых отложений. Следуя графика перехода течения нефти в РВС, необходимо переходить с течения по часовой стрелке, на противоположное (рис. 1).

Все детали конструкции ПРУ-3 должны быть стойкими к воздействию перекачиваемого продукта. В комплект документации, поставляемой с ПРУ-3, должны входить: паспорт, инструкция по эксплуатации и монтажу, разрешение Ростехнадзора России на применение ПРУ-3 для перекачки нефти, Сертификат соответствия, сборочный и монтажный чертежи. Сборочный и монтажный чертежи должны содержать все размеры с соответствующими допусками, которые необходимо контролировать при монтаже.

Такая конструкция приведет к:

- уменьшению интенсивности накопления парафинистых отложений;
- увеличению срока службы 1-го пояса и днища резервуаров за счет снижения зоны коррозионной активности донного остатка.
- увеличению скорости распространения нефти по дну резервуара за счет уменьшения поперечного сечения выходных отверстий относительно площади ПРП
- циркуляции всей массы нефти в резервуаре, за счет направленных затопленных струй, выходящих из конфузоров.

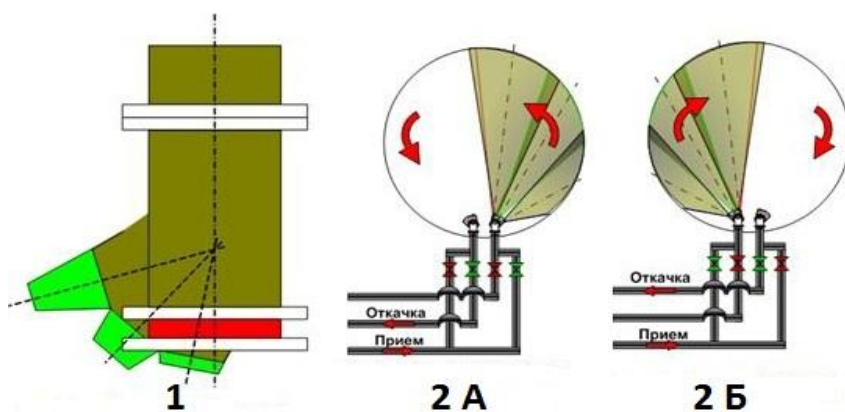


Рис.1 Схемы ПРУ: 1 – Вид ПРУ сверху; 2А – Циркуляция нефти против часовой стрелки; 2Б – Циркуляция нефти по часовой стрелке

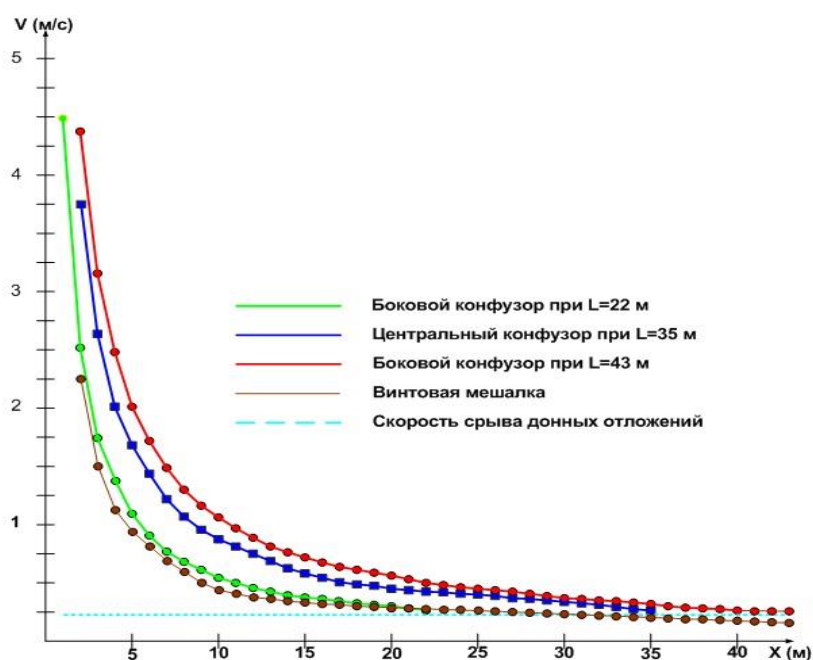


Рис.2 График зависимости скорости U_x на оси затопленной струи от расстояния X при Q_{min}

Построили график исходя из полученных расчетов при минимальной производительности РП. По графику видно, что при режиме даже с минимальной производительностью резервуарного парка, скорость затопленной струи на концах участков превышают скорость срыва донных отложений.

Выводы и заключение: Конструкция «ПРУ-3» резервуаров значительно улучшит размыв донных отложений за счет повышенной скорости истечения нефти в резервуар и постоянно изменяющегося течения нефти. Чистота днища стального вертикального резервуара уменьшает нагрузку на днище, за счет отсутствия парафина, облегчается зачистка резервуара перед капитальным ремонтом и уточняется замер базовых высот. А за счет исключения дополнительного устройства «электрохимическая винтовая мешалка» мы получаем больше свободного времени, так как отсутствует необходимость в обслуживании и потребления энергии. Также при использовании ПРУ-3 первый пояс резервуара не будет нагружен, как это было при использовании "ЭВМ", следовательно риск возникновения деформаций будет меньше. [1] Резервуары - это очень значимый элемент в системе перекачки нефти и нефтепродуктов. Сравнительный анализ энергетических затрат для ПРУ-3 и электрохимических мешалок показал:

- При использовании прямо-раздаточного устройства «ПРУ-3» потенциальная энергия потока в трубопроводе перед резервуаром может эффективно использоваться для размыва донных отложений без затрат дополнительной электроэнергии;
- Энергия сообщаемая направленным струям в прямо-раздаточном устройстве ПРУ-3 больше, чем в случае использования электрохимических мешалок пропеллерного типа.

Литература

1. П.В. Бурков, С.П. Буркова, В.Ю.Тимофеев, А.А. Алёшкина, А.А. Ащеулова. Исследование состояния днища вертикального стального резервуара, анализ методик диагностики его состояния и выявления причин его деформации.//Вестник кузбасского государственного технического университета. – Кемерово, 2013. – № 4. – С. 79 – 81.
2. О.В. Кононов. Развитие технологий и технических средств для борьбы с отложениями в нефтяных емкостях. – Уфа, 2010. – С 133-145.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ

А.О. Марков, М.А. Буховский

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приведены основные допущения при моделировании сварного соединения. Показано, какие напряжения и перемещения возникают в предложенном соединении. Рассчитаны основные параметры рабочей сварной конструкции. Смоделировано сварное соединение.

Исходные данные моделируемого сварного соединения:

Труба D=1220 мм, Выксунского металлургического завода по ТУ 14-3-1573-99 из стали 09Г2С.

Таблица 1

Исходные данные

Температурный перепад Δt , оС	Рабочее давление P, МПа	Номинальная толщина стенки d_n , мм	Характеристики материала труб			Коэф. надежности по материалу K_1
			марка стали	временное сопротивление $R_{n1}=\sigma_{вр}$, МПа	предел текучести $R_{n2}=\sigma_t$, МПа	
± 30	4,8	9;11;12;13;14;15;16	09Г2С	450	350	1,47

Расчет толщины стенки

Расчетное сопротивление металла трубы по пределу прочности на разрыв вычисляется [4]:

$$R_1 = \frac{R_1'' \cdot m}{K_1 \cdot K_n} = \frac{450 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1,05} = 218,6 \text{ МПа}, \quad (1)$$

где m – коэффициент условия работы трубопровода, для II категории трубопровода (по табл.1 СНиП 2.05.06–85*) принимается равным 0,75; K_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, в зависимости от давления и диаметра трубопровода (по табл. 11 СНиП 2.05.06 85*) принимается равным 1,05; R_1'' – предел прочности по ГОСТ 19281–89 равный 450 МПа;

K_1 – коэффициент надежности по материалу по СНиП 2.05.06–85* принимается равным 1,47.

Расчетное сопротивление металла трубы по пределу текучести [4]:

$$R_2 = \frac{R_2'' \cdot m}{K_2 \cdot K_n} = \frac{350 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1,05} = 217,3 \text{ МПа}, \quad (2)$$

где R_2'' – предел прочности по ГОСТ 19281–89 равный 350 Мпа; K_2 – коэффициент надежности по материалу, учитывающий способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики (по табл. 10 СНиП 2.05.06–85*) при R_2'' / R_1'' не больше 0,8 принимается равным 1,15.

В соответствии с безмоментной теорией расчета оболочковых конструкций толщина стенки трубопровода вычисляется:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 4,8 \cdot 10^6 \cdot 1220}{2 \cdot (218,6 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 3,5 \cdot 10^6)} = 11 \text{ мм}, \quad (3)$$

где n_p –коэффициент надежности по внутреннему давлению в трубопроводе (по табл. 13 СНиП 2.05.06–85*) принимаем равным 1,15; P – рабочее давление по условию равное 4,8 МПа.

Расчет на прочность стыкового шва (при врезке катушки).

Распределение напряжений по сечению становится неравномерным (рис.1). Зоны шва, сопрягаемые с основным металлом, испытывают концентрацию напряжений [2].

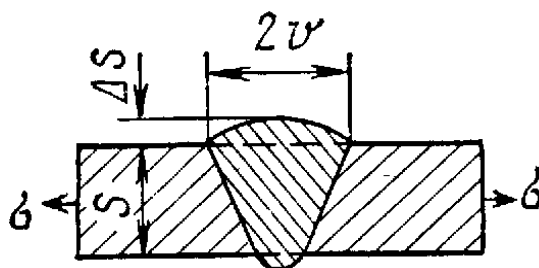


Рис. 1 Геометрия стыкового шва

Предполагаем, что сварное соединение не имеет дефектов, способных вызвать дополнительные напряжения, подвержено воздействию только внутреннего давления, смещение не предполагается. В результате процесса сварки шов имеет геометрическую форму согласно ГОСТ 16037–80: $\Delta S = 3$ мм; $S = 11$ мм; $2v = 17$ мм.

Концентрация напряжения, определяемая геометрией сварного шва, которая учитывается в расчетах как коэффициент концентрации формы:

$$m = U \cdot v = 0,14 \cdot 8,5 = 1,2; \quad (4)$$

$$U = \sqrt{(\Delta S + S)/(\Delta S^2 \cdot S)} = \sqrt{(3 + 11)/(3^2 \cdot 11)} = 0,14, \quad (5)$$

где S – толщина соединяемых элементов, мм; ΔS – утолщение в зоне шва, мм; v – полуширина шва, мм.

По теореме Лапласа найдем кольцевые и меридиональные напряжения:

$$\frac{P}{S} = \frac{\sigma_m}{\rho_m} + \frac{\sigma_t}{\rho_t}, \quad (6)$$

где P – рабочее давление равное по условию 4,8 Мпа; ρ_m – меридиональный радиус стремится к 0; ρ_t – срединный радиус равный 604,5 мм.

$$\sigma_t = \frac{P \cdot \rho_t}{S} = \frac{4,8 \cdot 10^{-6} \cdot 604,5}{11} = 200,4 \text{ МПа}; \quad (7)$$

$$\sigma_m = \frac{\sigma_t}{2} = 100,2 \text{ МПа}. \quad (8)$$

Проведем сравнения максимального напряжения с учетом коэффициента напряжения формы с предельным значением прочности для стали 09Г2С:

$$\sigma_t \cdot \alpha_\phi = 354,3 \text{ МПа} \geq [\sigma] = 350 \text{ МПа}. \text{ Условие прочности не выполняется.}$$

Из полученных в программе данных, при помощи математических расчётов, получаем следующие данные: максимальные перемещения в сварном шве равны $0,36 \cdot 10^{-9}$ см, максимальные перемещения в пришовной зоне $0,8 \cdot 10^{-10}$ см.

Построен график, отображающий распределение нагрузки в зоне шва в зависимости от удаления от оси сварного шва. Возможно нахождение значение нагрузки в задаваемых точках.

В зоне наибольших напряжений сделано сечение. По данным, полученным из программы, построен график, показывающий распределение перемещений по длине выбранного сечения.

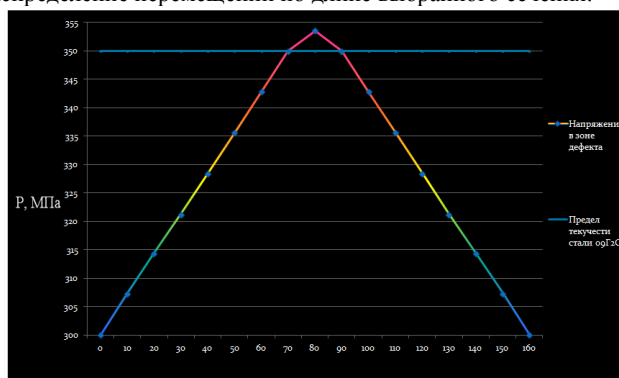


Рис. 2 График интенсивности напряжений в выбранном сечении

Выводы

Исходя из расчетных данных, напряжения, возникающие в стенке трубы при выбранных параметрах, превышают предел прочности материала (рис. 3). Поэтому, следует сделать вывод об усилении пришовной зоны,

а также осуществлять подбор материалов с большим пределом прочности, что позволит увеличить запас прочности материала на максимально допустимую нагрузку.

Литература

1. Андрей Алехин, Вадим Шелюфаст, Ответственное сварное соединение: требуется расчет, САПР и графика 4'2007.
2. Вайншток С.М., Новоселов В.В., Прохоров А.Д., Шаммазов и др. Трубопроводный транспорт нефти. Учебник для вузов: В 2 т. – М.: 000 "Недра-Бизнесцентр", 2004. – Т.2 – 621 с.
3. Горшков А.Г., Трошин В.Н., Шалашилин В.И. Сопротивление материалов: Учебное пособие. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2005 г. – 544 с..
4. Советченко Б.Ф. Специальные главы прочности: Учебное пособие. – Томск: Изд – во ТПУ, 1998 г. – 88 с.
5. СНиП 2.05.06–85* «Магистральные трубопроводы».

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПАРАБЕЛЬ – КУЗБАСС

С.А. Кнауб

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Протяженность магистральных газопроводов России по состоянию на 1.01.2006 составляет 151 тысяча километров. Большинство из них находится в эксплуатации свыше 20-30 лет, что подчеркивает актуальность задачи безаварийной эксплуатации и повышения надежности газотранспортных систем. Анализ дефекта металлов показывает, что разрушению в основном подвержены трубопроводы, изолированные полимерными ленточными покрытиями различных типов. Через 12-15 лет эксплуатации защитные качества такой пленки утрачиваются – и встает вопрос о её замене. Большая часть газопроводов России изолирована полимерными материалами. Наиболее оперативным и информативным методом диагностики трубопроводных систем магистральных трубопроводов в настоящее время является ВТД(внутритрубная диагностика). Применение внутритрубной диагностики позволяет обнаруживать все основные типы дефектов, ранжировки их по степени опасности и определению приоритета магистральных газопроводов для проведения идентификации поврежденных участков и вывода их в ремонт. Целью данной работы является: оценка данных полученных внутритрубным инспекционным прибором и данных дополнительного дефектоскопического контроля, определение типов дефектов преобладающих на данном участке, диагностике и получение достоверной информации о техническом состоянии газопровода. Основной задачей технологической диагностики линейной части магистральных газопроводов является своевременное выявление изменений её технического состояния: условий взаимодействия с окружающей средой, оценка остаточного ресурса газопровода, а также выбор наиболее эффективных способов ремонта и мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации и надежной работоспособности линейной части магистральных газопроводов. В соответствии с ГОСТ дефекты разделяют на явные и скрытые, а также критические, значительные и малозначительные. Такое разделение дефектов проводят для последующего выбора вида контроля качества продукции. При любом методе контроля о дефектах судят по косвенным признакам, свойственным данному методу. Специалистами филиала «Саратоворгдиагностика» были проведены работы по внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс» I – нитка D=1020 мм. Обследование проводилось в соответствии с технологией, определяемой «Руководством по эксплуатации и обслуживанию диагностического комплекса «Крот-1000» и «Инструкцией по пропуску очистных устройств» разработанной ООО «Газпром трансгаз Томск». Для очистки внутренней полости трубы от загрязнений был произведен пропуск очистного скребка. Время в пути 5 час 57 мин, средняя скорость движения 13,9 км/час. Для определения коррозионного состояния полости трубы была произведена запасовка и пропуск прибора – дефектоскопа «КРОТ – 1000». Время в пути 11 час 21 мин, средняя скорость движения 7,3 км/час. Для подтверждения данных коррозионного обследования полости трубы, выявления продольно-ориентированных дефектов была произведена запасовка и пропуск универсального магнитного дефектоскопа «УМД – 100». Время в пути 11 час 15 мин, средняя скорость движения 5,7 км/час. Коррозионное обследование: запись информации произведена по всей длине обследуемого участка. Процентное соотношение количества дефектов на обследуемом участке газопровода позволило выявить:

1. Основными дефектами магистрального газопровода является коррозионное повреждение тела трубы. В некоторых местах коррозии превышает 50% от толщины стенки трубы.

2. Максимальное процентное расположение коррозионных дефектов по окружности трубы приходится от 4 до 8 часов, что говорит о причине их возникновения:

- повреждение изоляционного покрытия в результате нарушения укладки технологии трубопровода в траншею;
- повреждение изоляционного покрытия под весом тяжести самого трубопровода;
- отслаивание изоляционного покрытия и скапливания воды в нижней части образующей трубопровода.

Дополнительный дефектоскопический контроль в шурфах проводился специалистами Центра диагностики Инженерно-технического центра ООО «Томсктрансгаз». При визуальном и измерительном контроле применялся «АРШИН» -комплект для визуального и измерительного контроля. В результате

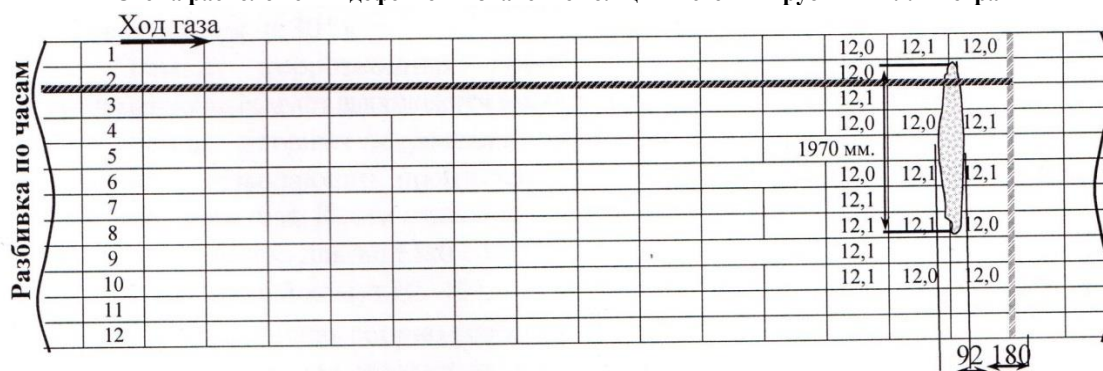
дополнительного дефектоскопического контроля в шурфах специалистами Центра диагностики выявлены следующие дефекты приведенные в таблице 1.

Таблица

Результат магнитных ДДК на участке магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс I нитка км36-108


	Идентификация	Расстояние от (+) до (-) поперечного шва, м	Оценка длины, м	Оценка ширины, м	Глубина (max) мм	Ориент час
1	2	3	4	5	6	7
989.1	коррозия	0,26	0,119	0,24	3	3,5
1136.1	коррозия	0,08	0,1	0,7	3,5	6
1143.1	коррозия	0,060	0,07	0,5	3,5	4
1143.1	коррозия	0,1	0,065	0,42	3	3
1144.1	коррозия	-1,45	0,09	0,4	3	7
1145.1	коррозия	0,0	11,8	По всей	3,5	По всей
1164	коррозия	6,5	0,3	0,9	2,5	6
1164.1	коррозия	0,0	11,8	По всей	3	По всей
1165	коррозия	0,0	11,7	По всей	3	По всей
1166	коррозия	0,0	11,3	По всей	3,5	По всей
1167	коррозия	6,8	0,1	0,4	2,5	7
1187.1	коррозия	-0,15	0,45	0,5	2,5	3
1216	коррозия	0,08	0,1	0,7	3,5	6
1236	коррозия	7,1	00,8	0,26	2,5	2,5

Схема расположения дефектов и значение толщины стенки трубы в миллиметрах



Примечания:

1. Приведена полная развертка дефектного места трубопровода.
2. Погрешность измерений $\pm 0,1$ мм.

3.  - место дефекта.

В результате было выявлено, что на участке магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс I нитка Д=1020 мм, преобладает развитие дефектов типа «потеря металла» на поверхности трубы. Преобладание дефектов коррозионного характера показывает о недостаточности защиты трубопровода и до сих пор остается актуальным вопрос об изоляционных покрытиях и катодной поляризации. В результате чего возникает проблема ремонта, переизоляции и защиты трубопровода для дальнейшей эксплуатации. Таким образом, точное определение местоположения дефектов и их параметров позволяет не только принять своевременные меры по их устранению, но и создать экономически выгодную систему поддержания технических характеристик трубопровода и вывода его в ремонт с наименьшими затратами.

Литература

1. Ведомственный руководящий документ 39-1.10-001-99 Руководство по анализу результатов внутритрубной инспекции и оценке опасности дефектов – Москва, 1999г.
2. Р 51-31323949-42-99 Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов – Москва, 1998г.

MULTIPHASE FLOW MODELING OF OIL-WATER FLUX

A.V. Malozemov

Scientific advisor professor S.N. Kharlamov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Studies of the effects caused by redistribution of energy under merge and/or splitting of premixed and pure viscous flows in branch connections and pipe joints of branched pipeline systems are important for fuel and energy sector. The design of high-reliability connectors needs in thorough analysis of regularities of hydrodynamics and of heat-and-mass transfer either within phases or on the boundaries of fluids interaction. Reduction in expenditure of energy on friction caused by the flow of rheological complex viscous mixture and its interaction with pipe wall leads to control of flow patterns, organization of specific flow conditions (e.g. peripheral input of low viscous flow as a lubricant), which increases product delivery to customers. We need to notice [1,2,3] that during the transportation of heavy hydrocarbon mixtures (e.g. high-viscosity petroleum and oil) in pipeline systems considerable saving of power can be reached due to usage of water, that this mixture contains as a lubricant, in case of divided peripheral feed at the input. In such conditions spatial processes of momentum transfer, heat transfer and mass transfer can be predicted due to involvement usage of multiparametric models and effective numerical methods.

Bibliographic analysis shows [4, 5] that dynamics of the structures of interacting phases in the pipeline is characterized by variety of flow patterns and flow conditions. Water-oil flows are frequently unstable even on the sections of constant cross-section and are complicated by structural transfers because of nonlinear unsteady and convective-diffusion interactions within the phases. It is known that in flows of mixtures the formations of spatial phase patterns are possible. They are characteristic for annular, dispersed, stratified, annular dispersed and intermittent flows.

Annular flow is the subject of interest during the transportation of heavy hydrocarbon mixtures. Therefore, processes and mechanisms of regrouping of low-viscosity structure in two-phase flow to peripheral area of pipe wall with higher shear stress are investigated numerically.

Mathematical modeling of flow profile with immiscible phases are viewed in terms of dynamic system equations of two-phase flow taking into account the effects of interphase interaction [4]. The method is based on fractional function C that determines volume fractions of the phase in final volume. According to this method the motion of phases is described by one and the same hydrodynamic equation while the values of density and viscosity suffer a break at the surface of a section. The system of determining equation for description of hydrodynamics in steady and unsteady motion of two-phase medium is supplemented with boundary conditions (initial and boundary) for different types of flows and boundary conditions at the surface of phase. The algorithm presupposes C function evaluation timing each step, with given phase interface at the initial time. Numerical integration of finite-difference equations is carried out on non-uniform meshes using the algorithm SIMPLE [6].

The prediction algorithm conformity of hydrodynamic and diffusion processes in the motion of drop two-phase media in channels were estimated by means of comparison of changes of local and integral parameters with solutions and experimental data made by other authors [5,7]. The experiment shows that this method allows to predict how the changes of physical characteristics of dynamic structure of the mixture entering the pipe in conditions of unstable phase motions influence on flows and mass transfer in wide range of changes of key parameters ($Re=50-4000$, $L/D =700$).

Research data of flow local properties.

The data represented on the figures 1-3 describe the results of investigation of dispersed flow and changes of its structure. There are the images of changes of the structure of turbulent flow in dispersed and annular dispersed flows on the figures 1, 2.

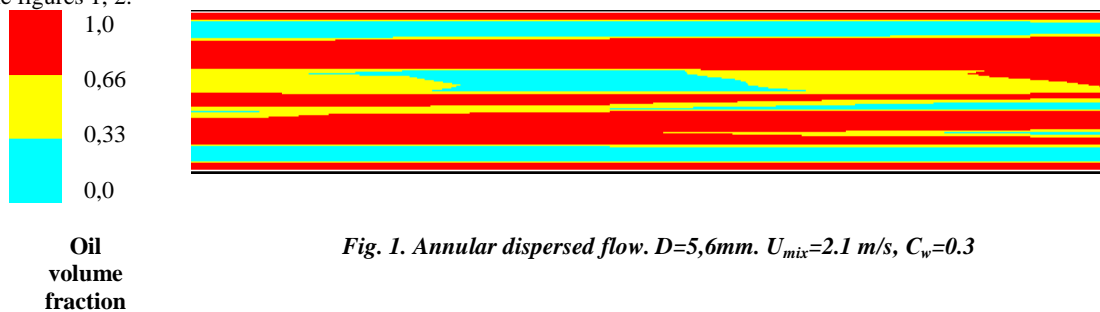


Fig. 1. Annular dispersed flow. $D=5,6mm$. $U_{mix}=2.1$ m/s, $C_w=0.3$

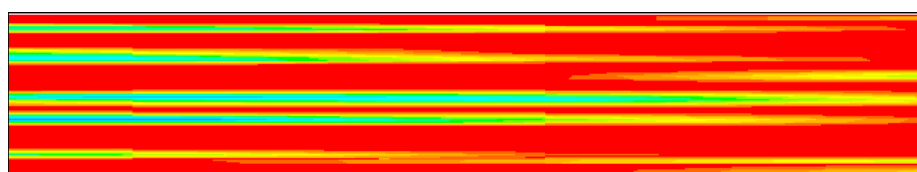
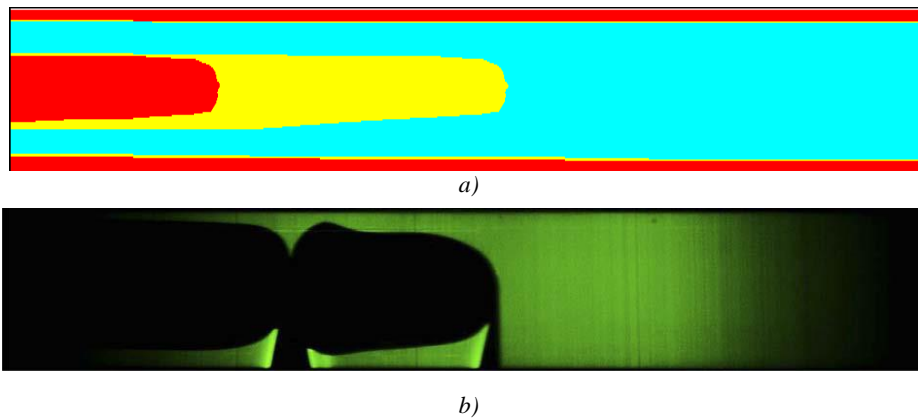


Fig. 2. Dispersed flow. $D=5,6mm$. $U_{mix}=1.94$ m/s, $C_w=0.1$

Results of verification of model and method of analysis are presented on figure 3. Here qualitative and quantitative potential of the method to predict hydrodynamic process and evolution of the flow structure can be regarded. Measurements (fig.3, b) correspond to the data of A.Wegmann, P. R. Rohr[5].



**Fig. 3. Piston flow. $D=5,6mm$. $U_{mix}=1.94$ m/s, $C_w=0.8$.
a)-model visualization, б)- experiment.**

We can find more information about the influence of velocity field and mass on the flow from the analysis of flow pattern map represented on the figure 4. This information also corresponds to the experimental data [5].

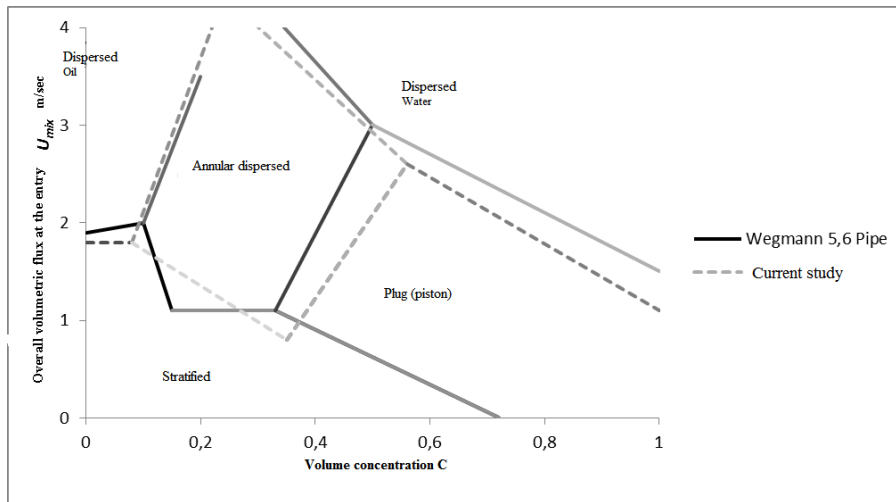


Fig. 4 Flow pattern map

The experiments were made on the plant of Swiss technological university [5]. The principle scheme of the plant is represented in the figure 5.

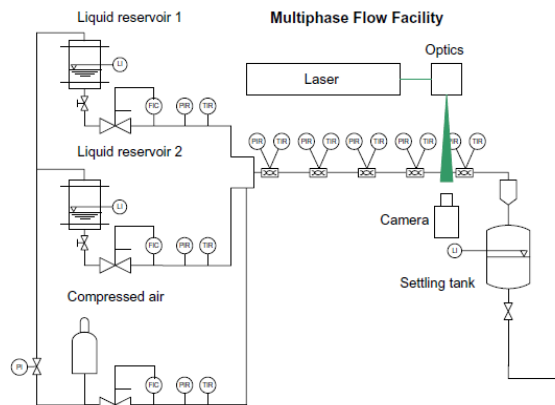


Fig. 5. The scheme of experimental plant.

Integral parameters and their regularities

This paper was aimed at thorough investigation of basic regularities of changes of integral parameters of the flow and mass exchange in dispersed oil-water systems. On the figure 6 there are represented the data of distribution of

wall friction over the pipeline and reduction of wall friction relative to high-viscosity core due to formation of water ring. The local hydrodynamic parameters are represented also for mixture complex flow. The data describe the behavior of friction factor at the condition of steady turbulent flow ($D=5,6\text{mm}$, $U_{mix}=2.1\text{ m/s}$, $C_w=0.3$). It is obvious that in the process of flow motion in the proximal part of the pipeline ($x=50\text{ mm}$) the stable convective and diffusion interactions are formed. They are formed in the processes of momentum transfer and mass transfer which can be predicted by implementation of applied research of friction based on the correlation ($\zeta - x$) in the zone $x \geq 0,05\text{ m}$.

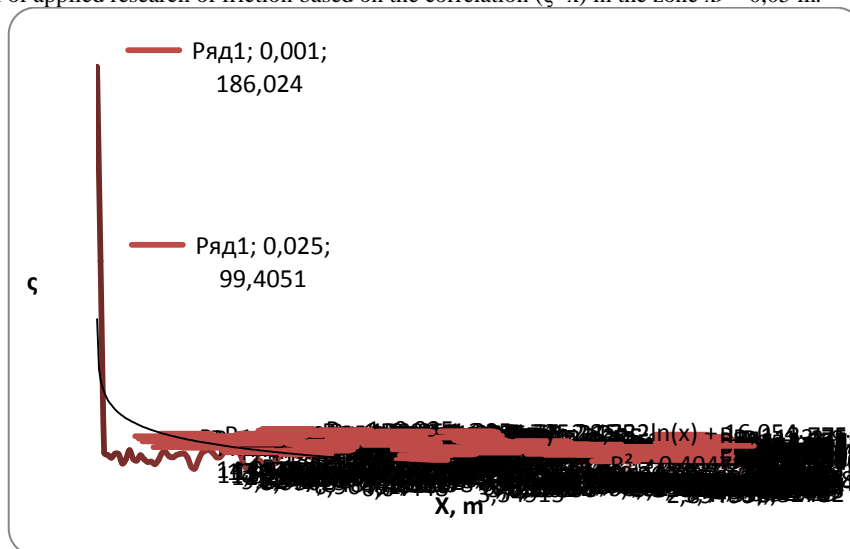


Fig. 6. Distribution of wall friction over the pipeline ($D=5,6\text{mm}$).
 $U_{mix}=2.1\text{ m/s}$, $C_w=0.3$).

Thus, the research helps to predict how the changes of physical characteristics of dynamic structure of the mixture entering the pipe in conditions of unstable phase motions influence on flows and mass exchange. The mechanisms of flow influence on the phase interface are pointed. The generalization of the evaluation of flows of oil-water mixtures are represented as criterion connections for friction factor in wide range of changes of key parameters of phase motions. The reliability of the evaluations was compared with actual data of similar flows made by other authors [5]. The future research is to review flow regimes depending on the structure of the flow at the inlet.

References

1. Keil O.M. 1968. US Patent 3,378,047 (1968)
2. Neiman et al. 1999. US Patent 5,988,198 (1998)
3. Ooms G., Poesio P. Stationary core-annular flow through a horizontal pipe: Physics Review. (2003) Ser. E 68, 066301.
4. R.I. Nigmatulin: Dynamics of Multiphase Media, Part 1, (1987) Nauka
5. Philipp Rudolf von Rohr, Adrian Wegmann. Two phase liquid-liquid flows in pipes of small diameters: International Journal of Multiphase Flow. Vol. 32, (2006) 1017-1028
6. S.V. Patankar: Numerical Heat Transfer and Fluid Flow, (1980) CRC Press
7. Brauner N.C. The prediction of dispersed flows boundaries in liquid-liquid and gas-liquid systems: International Journal of Multiphase Flow. Vol. 27, (2001), p. 886-910.

АНАЛИЗ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДОВ В СЕЙСМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ РЕГИОНАХ

А.М. Майкова, К.А. Оздоев

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время трубопроводный транспорт имеет множество проблем, связанных с промышленной безопасностью, основная из которых геодинамическая безопасность, состоящая из многих факторов, проанализировать которые необходимо для устранения повышенного развития деформаций. Сложнейшей технической проблемой является строительство и обслуживание подземных нефтепроводов. Это происходит из-за того что сильно затруднен контроль текущего состояния, значительно снижена возможность быстрого мониторинга и ликвидации порывов в трубе.

В Российской Федерации примерно 20% земель подвергаются частым землетрясениям по шкале Рихтера более 7 баллов, более 5% земель - 8-9 баллов. К этим районам относят Северный Кавказ, Прибайкалье, Якутию, Сахалин, Камчатку и Курильские острова.[1]

Метод подземной прокладки имеет достаточно много недостатков, однако он всё же имеет место быть в нефтегазовой промышленности. Так же разрабатываются различные решения технологических проблем, существующих в данном методе прокладки. Во время строительства трубопроводов по схеме проекта Сахалин II/ Фаза II новшеством стало создание «специальных траншей», доктрина которых основывается на положении о

том, что во время движение по разлому трубопровод поглощает движения, не подвергаясь слишком большой деформации. При смещение бортов разлома, материал не должен ограничивать количество движения трубопровода. Для того сто бы не было проникновения воды в траншею, на каждом участке трубопровода, где существует пересечение с разломом, были представлены следующие решения:

1) Дренажные траншеи - заполненные песком или легким материалом засыпки (ЛМЗ). Используются при наличие на участке водопроницаемого грунта, подходящего для подземного отведения вод гидростатическим напором (в холодные месяцы) (Рис.1).

2) Водонепроницаемые траншеи - заполненные песком или ЛМЗ. Это решение представляет собой герметизацию путем обертывания траншеи геомембранами и сварки их между собой, что способствует сохранению сухости. Дренажный композит МакДрейн 2L размещается до гидроизоляционной геомембраны для того, чтобы уменьшить давление водного напора на стенку траншеи и выведения воды в дренаж проходящий на нижней образующей трубы. Дренажная основа сделана из полипропиленовой нити. В зависимости от типа материала полипропиленовая нить может быть разной толщины и массы. При необходимости одну сторону можно заламинировать водонепроницаемой пленкой, что придаст геокомпозитам особые характеристики по водонепроницаемости. [2]



Рис. 1 Водонепроницаемые траншеи

Благодаря новым технологиям труба может двигаться под землей в случае сейсмических деформаций грунта и сохранить её в целости. Учитывая тот факт, что при сейсмических подвижках земной коры могут быть горизонтальные и вертикальные деформации грунтов, что возьмёт на себя роль в помощи предупреждения порывов трубопроводов и катастрофические последствия для природы.

Был проведен анализ работы магистрального нефтепровода. Были получены результаты, отражающие распределение давления на опорах при постоянных нагрузках и резких перепадах на опорах.

В процессе моделирования работы опор специального типа было выявлено, что данный тип опор хорошо работает на продольные нагрузки, и плохо реагирует на срезающие нагрузки, действующие вдоль тела трубы. Поэтому необходима существенная доработка конструкции опор для увеличения запаса прочности на срезающие нагрузки.[2]

На сегодняшний день, положение дел такого, что энергетический баланс всего мира к 2050 году должен быть удвоен, так как на много возрастёт потребление энергии. Из-за медленного, но уверенного истощения ресурсов, а также достаточно сильного повышения их стоимости, приходится прибегать к разработке месторождений в удалённых, труднодоступных регионах страны со сложными природными условиями. К ним относится сейсмическая активность, а соответственно и сооружению трубопроводных систем в таких условиях. Как известно, этот процесс осложнён различными факторами, поэтому разработка современных методов обеспечения полной работоспособности, долговечности и надежности нефтепроводов является актуальным вопросом на сегодняшний день.

Литература

1. Андреева, Е.В. Разработка методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004365000/rsl01004365344/rsl01004365344.pdf>
2. Seismic risk and onshore pipeline portion of Sakhalin Energy investment company's Sakhalin-II Phase 2 project: unanswered questions.- Moscow, 2004, http://www.maccaferri.ru/main/projects/projects_history

**КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО
СОСТОЯНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО ГАЗОПРОВОДА С УЧЕТОМ ОБРАЗОВАНИЯ
ТРЕЩИНЫ**

И. С. Белых, Е. Ю. Гвоздырев

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Полиэтиленовые трубы для газопроводов предназначены для подземных газопроводов, транспортирующих горючие газы, предназначенные в качестве сырья и топлива для промышленного и коммунально-бытового использования. С каждым годом рынок **полиэтиленовых труб** растёт, применение полимерных материалов становится всё популярнее. Многие инженеры, проектировщики, строители считают, что пластиковая труба – самый удобный строительный материал для транспортировки газа. Они экономически выгодны, износостойки, что позволяет использовать их в несколько раз дольше, чем стальные аналоги. Затраты труда при использовании **полиэтиленовых труб** в строительстве газопроводов меньше в три раза, чем при монтаже аналогичных стальных конструкций [1]. Перспективной областью применения полиэтиленовых труб являются территории горных выработок с возможными деформациями поверхностей, вызванными подземной эксплуатацией месторождений. В этом случае полиэтиленовые трубы, применяемые для строительства газопроводов, не требуют дополнительных компенсаторов. Они обладают большой устойчивостью к динамическим нагрузкам, подтвержденной практическим опытом, полученным в сейсмически активных странах, где полиэтиленовые элементы подземной инфраструктуры городов подвергаются значительно меньшим разрушениям в случае сейсмической активности по сравнению со стальными, чугунными или полихлорвиниловыми [2].

Для сооружения промышленных трубопроводов в России используются преимущественно:

- трубы из полиэтилена низкого давления (ПНД);
- полиэтилена высокого давления (ПВД);
- полипропилена (ПП);
- суспензионного поливинилхлорида (ПВХ);
- стеклопластиков.[3]

Целью данной работы является определение условий обеспечивающих прочностные характеристики полиэтиленовых газопроводов для обеспечения их надежной и долговечной эксплуатации. В процессе технологического цикла изготовления и эксплуатации трубопроводов из полимерных армируемых труб в них могут возникать нагрузки различного характера, которые в итоге приводят к формированию трещин и в дальнейшем к разрыву. Наиболее характерными являются нагрузки, связанные с технологическими режимами работы трубопровода. Во-первых, к ним относится расчетная квазистатическая рабочая нагрузка конкретного трубопровода. Во-вторых, в зависимости от применяемых насосов, задвижек в каждом трубопроводе могут возникать динамические нагрузки в виде импульсных, осциллирующих и собственных колебаний жидкости на участке между запорными элементами [4]. Хрупкий разрыв сварных соединений полимерных материалов происходит, как правило, по шву и в зоне термического влияния, а также по границе грата с основным материалом, так называемой зоной сплавления [5], независимо от вида конструкции. Такой тип разрушения наблюдается в полиэтиленовых трубопроводах при длительном воздействии напряжений [6]. Образование трещины длиной $a > 4,7 d$, характеризует начало быстрого распространения трещин и в дальнейшем, приводящая к разрушению [7]. Размеры трещины: длина 1480,5 мм, глубина 3,2 мм. Трещина начинается в торцевой зоне. Целесообразнее рассматривать и брать в расчет трубопровод 3м, так как наибольшие напряжения и перемещения будут наблюдаться на данном участке трубопровода, а напряжения на остальном участке трубопровода будут изменяться не значительно, поэтому этим участком можно пренебречь. Диаметр исследуемого газопровода 315 мм, толщина стенки 17,9 мм, рабочее давление 2,5 МПа, температура окружающей среды 0°C. Газопровод проходит над землей. Характеристика материала трубы: полиэтилен со следующими механическими характеристиками: $\sigma_0 = 33 \text{ МПа}$, $\sigma_{0,2} = 21,6 \text{ МПа}$. На газопровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: распределенная нагрузка от веса самой трубы и перекачиваемого газа – q [8]. Проанализируем 2 модели: Модель 1 - труба только введена в производство, на неё действуют нагрузки, указанные выше и без трещин, Модель 2 - на полиэтиленовой трубе образована трещина максимального размера.

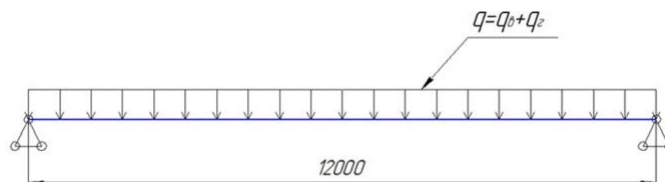


Рис.1 Расчетная схема полиэтиленового газопровода

Когда отсутствует трещина, напряженное состояние вполне соответствует техническим условиям (ГОСТ Р 50838-95) и может дать большие сроки службы трубопровода. В случае реальной эксплуатации трубопровода, на него действуют нагрузки, связанные с технологическими режимами работы трубопровода, приводящие к образованию трещин. При достижении критической поврежденности трубы, начинается устойчивый рост трещины, который приводит к дальнейшему разрушению.

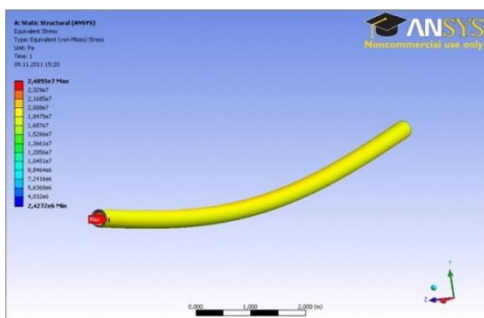


Рис.2 Расчетные напряжения без трещины

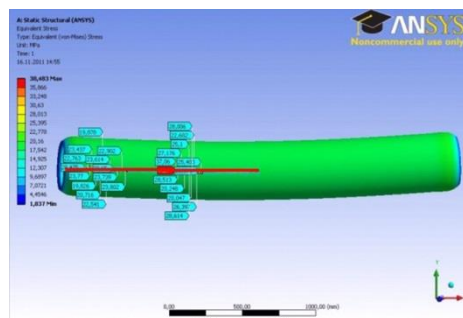


Рис.3 Расчетные напряжения с трещиной

Выводы:

- на полиэтиленовом газопроводе без трещины максимальные напряжения будут приходиться на торцы трубы, суммарные перемещения существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемого газа, наиболее опасное сечение находится на торцах полиэтиленового газопровода;
- на полиэтиленовом газопроводе с трещиной максимального размера опасное сечение находится в центре трещины, здесь наблюдаются максимальные напряжения, которые превышают предел прочности и, следовательно, ведут к разрушению. А максимальное перемещение будет на торце, на котором начинается трещина;
- полученные результаты подтверждают, что при образовании трещины длиной $a > 4,7 d$, максимальное напряжение, действующее на трубопровод $\sigma_{max} = 335,5 \text{ МПа}$ будет превышать предел прочности $\sigma_s = 33 \text{ МПа}$.
- в результате желательно избегать нагрузок, возникающих в полиэтиленовом газопроводе, которые приводят к образованию трещин и дальнейшему разрыву, например с помощью компенсаторов

Литература

1. Официальный сайт Полимер Строй Снаб. Полиэтиленовые трубы. Для газопроводов [Электронный ресурс] Режим доступа <http://prok-plus.ru>
2. Н.А. Ноев, Р.Н. Бочкарев-Инокентьев, А.П. Аммосов Моделирование длительной прочности полиэтиленовых газопроводов с учетом функциональных и нефункциональных воздействий // Газовая промышленность. – 2009. №4. – С. 61-63.
3. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. Пособие П81 для вузов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. - М.: ОАО «Издательство “Недра”», 2004. – С. 57-62.
4. А. Клюпа Распределительные сети газа из полиэтиленовых труб в свете правовых положений Евросоюза // Газовая промышленность. – 2005. №6. – С. 93-94.
5. Гринюк В.Д., Шадрин А.Л., Золотарь С.П. и др. Микроструктура качества стыковых сварных соединений полиэтилена // Автоматическая сварка. - 1990. - № 11. - С. 23-26.
6. Кашковская Е.А., Кайгородов Г.К. Очаги разрушения сварных соединений полиэтиленовых трубопроводов // Автоматическая сварка. -1975. - № 8. - С. 23-26.
7. ГОСТ Р 50838-95 Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия – 1995г.
8. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. Технические условия – 1985г.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ ДРЕНАЖНОЙ ЛИНИИ V-210

Я.Е. Шефер, Т.В. Тихонова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов сводится к повышению характеристик их надежности и долговечности и является сложной комплексной задачей, которая включает в себя решение технических, технологических, экономических и организационных аспектов.

В настоящее время на территории России эксплуатируется более 340 тыс. км промысловых трубопроводов [4]. Актуальность темы обусловлена тем, что ежегодно на промыслах происходит до 70 тыс. отказов трубопроводного транспорта. При этом следует отметить, что одной из основных причин высокой аварийности трубопроводных систем являются коррозионные повреждения (до 30 % от общего количества аварий) [5]. Наиболее распространенной причиной отказов трубопроводов является ручейковая коррозия, чей удельный вес составляет от 70 до 90 % в общем числе отказов на стальных промысловых трубопроводах. Вследствие чего, средний срок эксплуатации промыслового трубопровода изменяется от нескольких месяцев до 15 лет.

Основными причинами ускоренного развития ручейковой коррозии на нефтепромыслах является массовое применение гидроразрыва пласта, снижение забойного давления значительно ниже давления насыщения, реагентных обработок призабойной зоны пласта, увеличение обводненности и уровня

содержания подтоварных пластовых вод. Все вышеперечисленное повышает скорость коррозии до 2,7мм/год.

Коррозионные процессы приводят к снижению механической прочности труб, и как следствие - к порывам трубопроводов. В результате чего происходит загрязнение окружающей среды, повышение затрат на капитальный ремонт и на природоохранные мероприятия, снижение добычи нефти,

Целью данной работы является определение напряженно-деформированного состояние участка трубопровода, находящегося под воздействием внутреннего давления, с учетом возникновения ручейкового износа в процессе его эксплуатации. Все расчеты и результаты получены с помощью многофункциональной программы ANSYS.

В ходе расчетов были взяты реальные данные гравиметрических исследований, полученные в результате мониторинга коррозии технологических трубопроводов на Лугинецкой газокompрессорной станции» ОАО «Томскнефть» ВНК [2] за отчетный период с декабря 2009 по декабрь 2010 года.

Исследуемая закрытая дренажная система служит для сбора воды и жидких углеводородов, которые дренируются из технологических аппаратов и трубопроводов станции, за счет чего данная система является одним из наиболее подверженных к коррозии участкам. Кроме того, в данной дренажной системе не предусмотрена ингибиторная защита.

Величина общей скорости коррозии по всем контролируемым рабочим линиям не превышает значения 0,1 мм/год. Она характеризует низкую коррозионную агрессивность рабочих сред, что в очередной раз доказывает слабую агрессивность перекачиваемых сред месторождений Западной Сибири [2].

Образование ручейкового износа можно объяснить абразивно-коррозионным износом локальных поверхностей нижних образующих труб. С некоторых участков этих поверхностей в процессе эксплуатации трубопровода происходит постоянное механическое удаление железо-карбонатной пленки. В результате очищенные поверхности переходят в активное электрохимическое состояние. Образование между обнаженными участками металла (анод) и остальной поверхностью трубы, покрытой осадком (катод), локальных макро гальванических пар является причиной локального разрушения нижней образующей нефтесборных трубопроводов. Разность площадей сравнительно большого катода и относительно малого анода приводит к быстрому разрушению анода и образованию ручейковой коррозии.

Согласно [1,3] данные повреждения представляют собой язвы, которые имеют чаще вытянутую форму, сливающиеся с близко расположенными дефектами. Ширина данных повреждений может достигать от 40...60 мм, средняя глубина язв составляет 3,5 мм.

С помощью многофункционального программного комплекса ANSYS была построена модель участка трубопровода диаметром 88,9 мм при толщине стенки 5,4 мм. Данный участок трубы, предназначен для дренажа жидких углеводородов и воды при температуре 5-10 °С и рабочем давлении 135 кПа.

На рис. 1 представлено распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса. Красным цветом выделен наиболее опасный участок. Согласно графику, представленному на рис.2, следует, что наибольшие напряжения возникают на нижней части трубы с наименьшей толщиной стенки.

На основании проведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

- коррозионная агрессивность среды меняется в широких пределах - диапазон зафиксированной скорости коррозии за данный период составляет 0,001...0,390 мм/год. Причем максимумы коррозионной активности имеют сезонный характер и приходится на осенние и весенние месяцы (май, октябрь);
- Наибольшие напряжения возникают в зоне ручейковой коррозии, в частности в тех участках, где глубина коррозии максимальна, а толщина стенки минимальна;

С целью устранения возникновения ручейкового износа необходимо провести комплекс мероприятий, снижающий вероятность коррозионного разрушения.

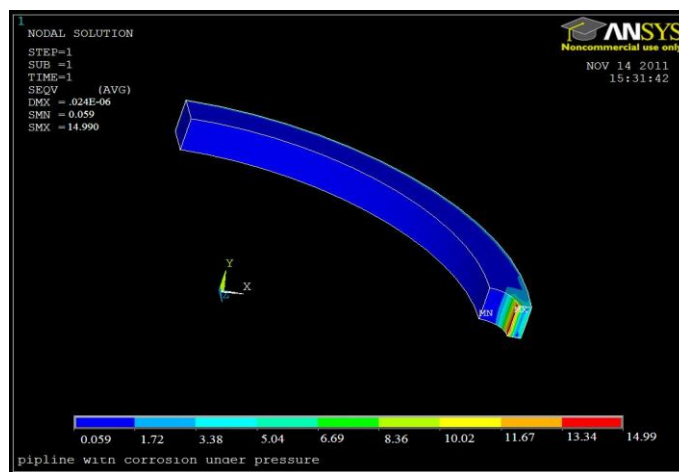


Рис.1 Распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса в области ручейковой коррозии

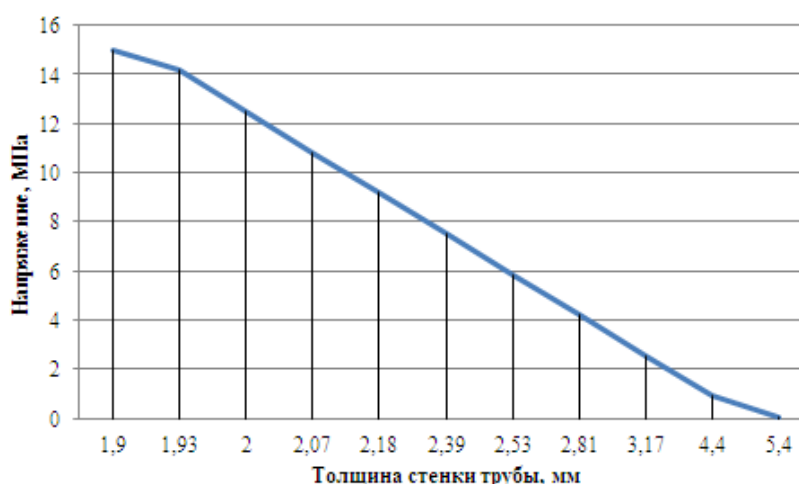


Рис.2. Распределение напряжений по толщине стенки трубопровода

Литература

1. Гоник А.А. О локальной внутренней коррозии нефтегазопроводов на месторождениях Западной Сибири и возможности ее устранения. // Защита металлов. – 2005. – том 41. - №5. С. 523-527
2. Информационный отчет. «Проведение работ по мониторингу коррозии технологических трубопроводов на Лугинецкой газокompрессорной станции» // Томск, 2004. – С. 51-59
3. Инюшин И.В., Лейфрид А.В., А.С. Валеев, Ривкин П.Р. Коррозия внутренней поверхности нефтесборных промысловых трубопроводов // Транспорт и подготовка газа. – 2002. - №3. – С.85-86.
4. Рябов А.А. Трубопроводный транспорт : диагностика, эксплуатация и реконструкция. // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – №2. С. 19-24
5. Справочник мастера по подготовке газа. Под ред. М.Л. Карнаухова/ М.: «ИнфраИнженерия», 2009. – 256

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НДС УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА С АБРАЗИВНЫМ ИЗНОСОМ ДНА ВСЛЕДСТВИИ НАЛИЧИЯ В ПОТОКЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Р. Г. Афанасьев

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования настоящей работы является абразивное влияние твердых частиц (механических примесей), транспортируемых вместе с потоком природного газа в магистральных газопроводах. Основными вопросами, касающимися моделирования данного явления, являются определение подхода к выражению максимального удельного износа стенки трубы, а также к моделированию геометрии абразивного дефекта.

Исследования, касающиеся абразивного износа магистральных газопроводов актуальны, поскольку, хоть и природный газ перед поступлением в транспортную сеть проходит серьёзную очистку, в эксплуатационной практике встречаются ситуации, когда системы очистки дают сбой, либо когда само сырьё, поступающее с месторождений, имеет специфичный состав с большим содержанием твердых частиц. Более того, в свете недавних открытий относительно влияния наночастиц на интенсивность турбулентных пульсаций в потоках движущихся сред [1], появляется возможность использовать в производственной практике свойства взаимовлияния твердых частиц и транспортируемого потока. Опыт транспортировки потоков со взвешенными твердыми частицами показывает, что, при отсутствии поворотов трубопровода, абразивный износ его поверхности происходит в районе дна, поскольку твердые частицы стремятся вниз под действием силы тяжести, и, соответственно, максимально интенсивно взаимодействуют именно с донной поверхностью [2].

Природный газ в существующей системе транспорта проходит серьёзную очистку, вследствие чего конкретные соотношения, моделирующие абразивный износ для магистральных газопроводов, отсутствуют. В связи с этим будет пользоваться моделью Путилова, которая была разработана для смежной области - области пневмотранспортных установок систем пылеприготовления и золошлакоудаления ТЭС [2].

Согласно Путилову:

$$\sigma_{r,n} = 55,5 \cdot 10^{-6} \frac{U_c^2 K_n k_{SiO_2} m}{d^2 \rho_0^2 k_{изн}} \text{ мм}^3/\text{г} \quad (1)$$

где U_c - средняя скорость частиц, м/с; K_n - критерий Путилова, кг/м²; k_{SiO_2} - коэффициент относительного содержания SiO₂; d - внутренний диаметр трубопровода, м - массовая расходная концентрация потока смеси частиц и газа, кг частиц/кг газа; $k_{изн}$ - коэффициент относительной износостойкости материала трубопровода.

$$K_n = \frac{U_c^2 \rho_g}{\rho_0} \quad (2)$$

где d_0 - средний диаметр твердых частиц, ρ_0 - плотность материала твердых частиц.

Для того, чтобы данное соотношение работало в условиях магистрального транспорта газа, необходимо совершить некоторые преобразования. Итоговое соотношение для определения N_{max} запишется как:

$$N_{max} = 55,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{D^2 \cdot \rho_{газ}}{2 \cdot \rho_{ст} \cdot \sigma_{ст}} \cdot \mu_{газ} \cdot v_{газ} \cdot U_{газ} \cdot \frac{D_{вн}^2}{4 \cdot D_{вн}} \cdot \frac{P_{газ}}{v_{газ}} \quad (3)$$

Величину максимальной ширины дефекта будем искать из геометрических соображений. Нам задано отношение поперечной площади «пятна». Максимальная ширина абразивного дефекта будет равна хорде сегмента круга, образованного «пятном» твердых частиц

Таким образом, задача сводится к отысканию хорды сегмента по известной площади. V_{max} удобно искать как третью сторону треугольника, образованного данной стороной и двумя радиусами. При этом, V_{max} выражается как: $V_{max} = R \cdot \sqrt{2 \cdot (1 - \cos \alpha)}$; Для нахождения V_{max} необходимо знать угол, который образует данный сегмент. Его мы найдём из формулы площади сегмента, так как эта площадь известна.

$$F = \frac{V_{max} \cdot V_{max}}{2 \cdot R} = \frac{R^2}{2} \cdot \sin \alpha; \text{ следовательно } \sin \alpha = \frac{2 \cdot F}{R^2} = \frac{v^2}{2} \cdot (\alpha - \sin \alpha); \text{ отсюда } \alpha - 2 \sin \alpha \cdot F = \sin \alpha.$$

Подставляя значение угла в соотношение теоремы косинусов, получим значение V_{max} .

Задаваясь лишь значениями параметров N_{max} и V_{max} , невозможно получить геометрию дефекта, удовлетворяющую условиям точного моделирования. Руководствуясь только данными величинами, мы можем получить лишь квадратные, треугольные, либо эллипсовидные дефекты.

Найдя координаты точек А, В, С - переходим к отысканию необходимых для корректного моделирования геометрии параметров L_c и R_b . Для их нахождения используем формулы пересчета координат трёх точек круга в координаты центра и величину радиуса. Таким образом, имея геометрические размеры трубопровода - длину, толщину стенки и внутренний диаметр, а также геометрические размеры круглой выточки - координаты центра круга и радиус круга, мы легко сможем смоделировать абразивный дефект как вырез одной фигуры из тела другой, и, в дальнейшем, проанализировать напряженно-деформированное состояние получившегося дефектного трубопровода.

В качестве исходных данных к расчету напряженно-деформированного состояния трубопровода было взято типичное проектное решение, основанное на технических требованиях ООО «Газпром трансгаз Томск» на выполнение реконструкции магистрального газопровода Парабель - Кузбасс. После расчета всех геометрических параметров исследуемого участка трубопровода, необходимо задаться нагрузками, действующими как со стороны грунта, так и со стороны грунта, транспортируемого продукта, изоляционного покрытия и металла трубы, а также давлением, действующим на внутреннюю поверхность стенки [3].



Рис. 1 Нагрузки, действующие на стенку трубопровода

Одна из особенностей данного расчета состоит в использовании соотношений, дающих величину в размерностях силы - Н. Это связано с тем, что моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода проводилось в среде ANSYS Mechanical, где данный вид нагрузок удобнее задавать в размерностях силы. Следует помнить, что расчетная сила действует на всю полуплощадь трубопровода.

Сила, действующая со стороны грунта сверху:

$$F_{2,грунт} = \left\{ n_{гр} \cdot F_{гр} \cdot D \cdot \left[\left(R_{гр} - \frac{D}{2} \right) + \left(R_{гр} - \frac{D}{2} \right) \cdot \left(\cos \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right)^2 \right] \right\} \cdot L = 443130 \text{ Н}, \quad (5)$$

где $n_{гр}$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта; D - наружный диаметр трубопровода, м.

Сила (реакция), действующая со стороны грунта, веса транспортируемого продукта, изоляционного покрытия и материала трубопровода:

$$F_{2,реакт} = \left\{ \frac{F_{1,продукт}}{L} + L \cdot 1 \cdot \tau_{ст} \cdot \rho_{ст} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2) + 10^{-2} \cdot \rho_{из} \cdot D^2 \right\} \cdot L = 445611 \text{ Н} \quad (6)$$

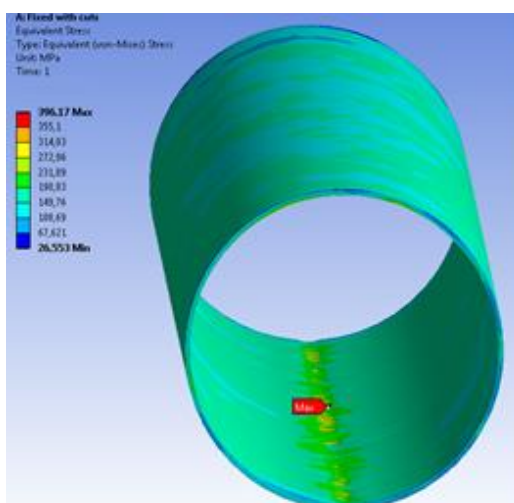


Рис.2 Эквивалентные напряжения при абразивном износе после 18,1 года. Наблюдается превышение предела текучести материала

Таким образом, задавшись моделью абразивного износа трубопровода, геометрией дефекта, нагрузками, действующими на трубопровод, а также исходными данными необходимых для расчета величин, представим результат расчета как табличную функцию зависимости максимальных напряжений в стенке трубопровода от его срока службы:

Таблица

t, лет:	Срок службы					
	0	7,5	15	16	17	18,1
Hmax, мм:	0	2,226215	4,45243	4,749259	5,046087	5,372599
Bmax, мм:	77,77089	77,77089	77,77089	77,77089	77,77089	77,77089
Уц, мм:	-0,15122	-298,263	-374,771	-380,923	-386,532	-392,158
Rв, мм:	499,8488	203,9635	129,6814	123,8262	118,5142	113,2145
σmax, МПа:	230,1	239,63	282,54	332,4	355,72	396,17

Из представленных значений видно, что напряженно-деформированное состояние трубопровода не является линейной функцией от времени и изменяется ступенчато. Нарастание напряжений в начале эксплуатации практически незначительно. Ближе к концу, напротив, наблюдается резкий рост.

Литература

1. Liang-Shih Fan, Chao Zhu. Principles of Gas-Solid Flows. Cambridge University Press, 2005.
2. Путилова И.В. Абразивный износ трубопроводов пневмотранспортных установок систем золошлакоудаления и пылеприготовления ТЭС, М.: - 2004.
3. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Уфа - ДизайнПолиграфСервис, 2002.

ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА И ДЕФЕКТΟΣКОПИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

К.А. Яковлева

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для безаварийной работы нефтепровода и продления его срока службы необходимо проводить диагностику. Наиболее эффективным и оперативным методом диагностики трубопроводных систем МН по сей день является внутритрубная диагностика.

Внутритрубная диагностика (ВТД) позволяет выявить невидимые глазу дефекты и составить картину состояния трубы — для исследования динамики поведения трубопровода.

Следует отметить, что при внутритрубной диагностике участка действующего трубопровода, прежде чем запускать в трубу диагностирующий поршень, необходимо пропустить через участок систему очистных и калибровочных поршней— начиная с поршней малого диаметра и заканчивая поршнем с диаметром равным диаметру тестируемой трубы.

Идентификация результатов ВТД в шурфах выявила, что они не обладают 100% точностью, или не подтверждаются, или имеются расхождения параметров дефектов. Данные неточности могут привести к

высоким трудозатратам. Чтобы все избежать, необходимо проводить дополнительный дефектоскопический контроль с составлением акта (АКТ ДДК).

Проведение технического диагностирования начинается с определения эксплуатирующей организацией целей и задач технического диагностирования, а также определения требований к исполнителю технического диагностирования.

В числе задач технического диагностирования - обнаружение и идентификация определенных типов дефектов с требуемой точностью. К основным требованиям к точности обнаружения дефектов относятся:

- точность определения размеров дефектов;
- точность определения положения дефектов на трубопроводе в продольном направлении (дистанция)

и на окружности поперечного сечения трубопровода (угол).[1]

А также главной задачей технической диагностики ЛЧ МН является своевременное выявление изменений ЛЧ МН технического состояния: условий взаимодействия с окружающей средой, оценка остаточного ресурса нефтепровода, выбор эффективных способов ремонта и мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации и надежной работоспособности линейной части магистрального нефтепровода.

Диагностическое обслуживание ЛЧ МН выполняется как силами РНУ, так и специализированными сервисными организациями. Обследование участков МН проводится последовательно, в соответствии с утвержденным "Технологическим планом-графиком".

Персонал предприятия, выполняющего диагностические работы на трассе нефтепровода, по прибытии на место проведения работ должен совместно с персоналом предприятия, эксплуатирующего участок трубопровода, выполнить следующие работы:

- осуществить контрольный пропуск очистных скребков для принятия решения о готовности участка к пропуску внутритрубного снаряда-дефектоскопа или по продолжению очистки;
- определить необходимое количество и места расстановки маркерных пунктов;
- определить схему связи персонала, сопровождающего ВИС по трассе участка нефтепровода, с диспетчером и операторами пусковой и приемной камер;
- определить действия, которые должны быть предприняты при возможном возникновении нештатных ситуаций при пропуске ВИС;
- перед запуском инспекционного снаряда персонал предприятия, выполняющего диагностические работы, обязан провести проверку исправности внутритрубного снаряда с составлением акта установленной формы.[2]

Проблема надежной эксплуатации магистральных трубопроводов затрагивает интересы всех крупнейших нефтяных и газовых компаний мира. Географические, климатические условия и вид прокладки магистрального трубопровода, его единичная мощность, состав и свойства транспортируемого - все это в большой степени создает важные проблемы. [3]

Таким образом, точное определение местоположения дефектов и их параметров позволяет не только принять своевременные меры по их устранению, но и создать экономически выгодную систему поддержания технических характеристик трубопровода и вывода его в ремонт с наименьшими затратами.

В результате работы выявлено, что проведение внутритрубной инспекции и дополнительного дефектоскопического контроля является необходимым условием эксплуатации трубопровода. На основании результатов внутритрубной инспекции можно судить о состоянии трубопровода, в общем, и определять участки для первоочередного обследования. Для конечной отбраковки и определения мест и способов ремонта необходимо проведение дополнительного дефектоскопического контроля в шурфах.

Только комплексный подход к исследованию и диагностике трубопровода позволяет получить достоверную информацию о его техническом состоянии и гарантировать его безупречную работу.

Литература

1. Пекарников Н.Н. Мониторинг и диагностика трубопроводных систем // Трубопроводный транспорт нефти. 2005. №7. С.25-27.
2. Сощенко А.Е. Сохранение надёжности нефтепроводов: Итоги 90-х // Трубопроводный транспорт нефти. 2008. №9. С.45-47.
3. Синев А. И. Определение динамических характеристик навигационно-топографического внутритрубного инспектирующего снаряда магистральных трубопроводов. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/opredelenie-dinamicheskikh-kharakteristik-navigatsionno-topograficheskogo-vnutritrubnogo-ins>

АНАЛИЗ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА

М.М. Ажамов, С.И. Литвинов

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В данной статье рассмотрены проблемы эксплуатации промышленных трубопроводов в результате развития «ручейковой» коррозии. Проанализированы характерные особенности взаимодействия ручейковой коррозии с полостью трубопровода. Построена компьютерная модель трубопровода подверженного «ручейковой» коррозии. Выявлена и обоснована необходимость модернизации промышленных трубопроводов.

В практике эксплуатации промышленных трубопроводов важной проблемой является выход их из строя в результате коррозии. В среднем срок службы промышленных трубопроводов изменяется от нескольких месяцев до 15 лет. В результате коррозии снижается механическая прочность труб и это приводит к отказам трубопроводов. Из-за отказов трубопроводов загрязняется окружающая среда, снижается добыча нефти, а также повышаются затраты на капитальный ремонт трубопроводов и на природоохранные мероприятия.

Промысловые трубопроводы, транспортирующие пластовые флюиды и построенные из углеродистой и низколегированной стали, подвержены, в основном, так называемой «ручейковой» коррозии в виде ручейков (желобов), образующихся по верхней или нижней образующей трубы. В то же время толщина стенки труб по остальному периметру практически не уменьшается.[1]

Наиболее часто применяемым способом защиты от ручейковой коррозии внутренней поверхности нефтепромысловых трубопроводов является изменение режима перекачки, т.е. повышение давления и подачи, с целью перехода потока перекачиваемой среды с ламинарного в турбулентный. Но изменением режима перекачки не всегда удается добиться турбулентного режима по всей длине трубопровода. При падении давления в конце трубопровода режим часто переходит в ламинарный, что приводит к расслоению перекачиваемой продукции и, в конечном счете, к коррозии металла трубы.[2]

Современные компьютерные программы при помощи приближенных численных методов позволяют выполнять расчеты систем, имеющих сложную геометрическую конфигурацию и нерегулярную физическую структуру. Метод конечных элементов (МКЭ) является одним из приближенных численных методов, реализованный в программном комплексе Ansys.

В среде Ansys построен и рассчитан участок трубопровода длиной $L = 1$ м., диаметром условным $D_u = 1200$ мм., толщиной стенки $\delta = 20$ мм, радиус бороздки от коррозии $r_p = 10$ мм

Постановка задачи следующая:

Участок трубопровода подверженного ручейковой коррозии представлен твердотельным полцилиндром с радиусом бороздки от ручейковой коррозии 10 мм (Рис.6).

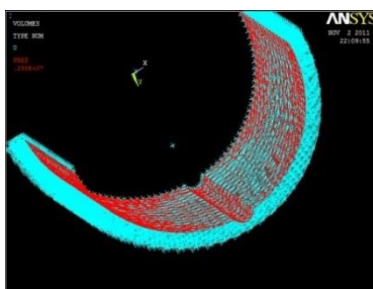


Рис.6 Конечно-элементная модель

Смоделирован участок трубопровода подверженного «ручейковой» коррозии. В трубопроводе повышается давление. По результатам расчетов подтверждается, что при повышении давления и подачи, с целью перехода потока перекачиваемой среды с ламинарного в турбулентный, уменьшается активность «ручейковой» коррозии (Рис. 7). Собственно, значения напряжения по Мизесу и картина перемещений представлены на рисунках 3, 4.

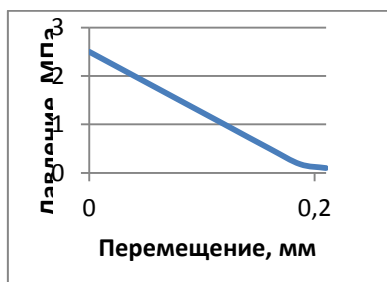


Рис. 7 График зависимости перемещения от давления

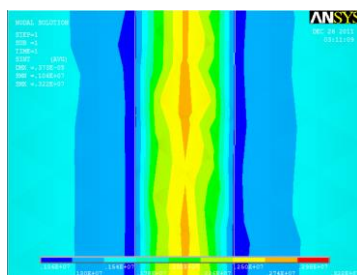


Рис. 8 Напряжения по Мизесу

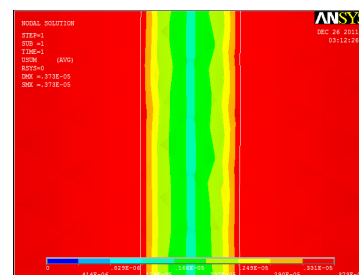


Рис. 9 Перемещения

На картине напряжений отображено эквивалентное напряжение, получаемое при суммировании трехмерных напряжений, образующихся в нескольких направлениях.

Карта нагружений при наличии «бороздки» коррозии на исследуемом участке трубопровода (Рис. 10):

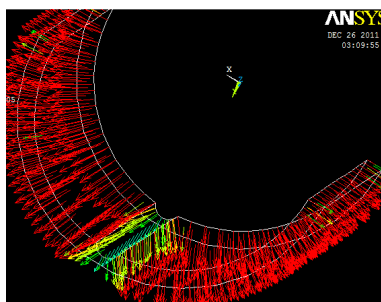


Рис. 10 Карта нагружений.

Опыт эксплуатации трубопроводов по транспорту агрессивных сред показал, что для уменьшения влияния коррозии (в частности «ручейковой»), эксплуатирующие организации должны совершенствовать способы защиты трубопроводов.[3]

Исходя из всего выше упомянутого для борьбы с «ручейковой» коррозией, наиболее эффективным способом является создание барьера между внутренней поверхностью труб и транспортируемой средой (нанесение различных видов покрытий на внутреннюю поверхность стальных труб или плакирование различными видами коррозионностойких материалов на основе металлов и неметаллов).[4]

Литература

1. Абдуллин И.Г. и др. Механизм канавочного разрушения нижней образующей нефтесборных коллекторов. – М.: Нефтяное хозяйство, 1984. – С. 51-53.
2. Большая Энциклопедия Нефти и Газа: [Электронный ресурс] // Ручейковая коррозия. 2008. URL: <http://www.ngpedia.ru/id113006p1.html>. (Дата обращения: 28.10.2012)
3. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и технических средств защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии. – Уфа, 2010. – 121 с.
4. В.И. Горнштейн, В.М. Айдуганов, О.В. Рабинзон, И.Г. Кашлаков, Л.И. Волкова, С.Л. Чахеев. Стальные трубы, футерованные полиэтиленом, для нефтегазодобывающей промышленности. 1-ый Трубный конгресс 2004 г. – Екатеринбург, 2004. – С. 90-92.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО ГАЗОПРОВОДА С УЧЕТОМ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНЫ

Е. Н. Архипова, М. Н. Коваленко

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт играет немаловажную роль в системе нефтегазовой отрасли промышленности. Магистральный трубопровод состоит из головных сооружений, линейной части, промежуточных перекачивающих или компрессорных станций, оборудования конечных пунктов и. т. п. Выход из строя любого из этих узлов приводит к остановке транспорта продукта. Повышение надежности линейной части становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации. Компьютерное моделирование дает много возможностей. Компьютерное моделирование не только дает возможность предсказать развитие нелинейных событий, а также выявить какие управляющие воздействия приведут к наиболее благоприятному развитию событий.

Расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) магистральных трубопроводных конструкций, базирующийся на методах сопротивления материалов и строительной механики не позволяет провести точный анализ прочности трубопроводов топливно-энергетического комплекса. Среди всех методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов (МКЭ) [1]. Информация, полученная в результате оценки НДС линейной части магистральных нефтепроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефектов) и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы. В настоящее время программным комплексом, в котором в наибольшей степени реализованы возможности МКЭ, является ANSYS [2,3]. Для решения данной задачи используется программное обеспечение «ANSYS», в котором расчетная модель будет представлять собой участок магистрального нефтепровода «Куйбышев-Унеча-Мозырь-1». Данный участок МН испытывает нагрузки от внутреннего давления, веса материала самой трубы, веса перекачиваемого продукта (нефти), веса изоляции и веса грунта.

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального трубопровода определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок [4]. Эти нагрузки изменяются в зависимости от характеристик окружающей среды, параметров перекачиваемого продукта и. т. д. На участок МН «Куйбышев-Унеча-Мозырь-1», который проложен в траншее воздействуют следующие нагрузки: вес грунта; давление перекачиваемого продукта; воздействие материала трубы; вес изоляции.

Таблица

<i>Технические характеристики МН «Куйбышев-Унеча-Мозырь-1»</i>	
Рабочее давление, :	6,0 МПа
Диаметр трубопровода:	1020 мм
Толщина стенки:	14 мм
Класс прочности:	K52
Марка стали:	импорт
Вязкость нефти:	15-20 сСт
Плотность нефти:	863-866 кг/м ³
Предел текучести	355 МПа
Предел прочности:	510 МПа
Способ прокладки	Траншейный(глубина заложения 1 м)

Построили участок трубопровода длиной 12 метров, диаметр которого 1020 мм, толщина стенки 14 мм. Задать жесткую заделку на двух концах. Материал трубы – сталь. Модуль упругости $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па, коэффициент Пуассона $\nu = 0,3$. Внутреннее давление $P = 6,00$ МПа, $P_{гр} = 247088,24$. Вычислить НДС.

Труба длиной 12 метров испытывает напряжение, при этом максимум находится в заделке и не превышает предел текучести (355 МПа). Минимум находится рядом, в заделке. Деформация около 2 мм, и находится с обеих сторон трубы в центре. Для территории, где проложен МН «Куйбышев-Унеча-Мозырь-1», характерно высокое половодье. При половодье уровень грунтовых вод поднимается до 3-4 метров. За счет этого происходит вымывание грунта под пятью метрами трубы. Он также испытывает нагрузки и максимум находится в заделке (241,5 МПа), не превышающий предела текучести.

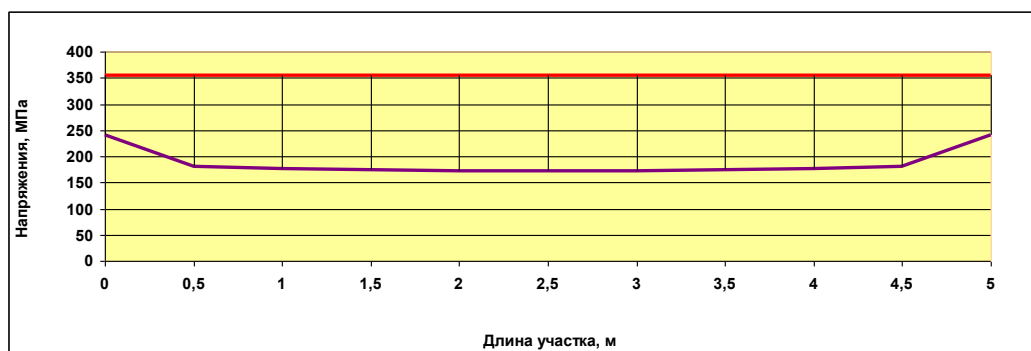


Рис. 1 График распределения напряжений

Распределение суммарных напряжений и деформаций, полученных при расчете, представлены на рисунках 1, 4 соответственно.

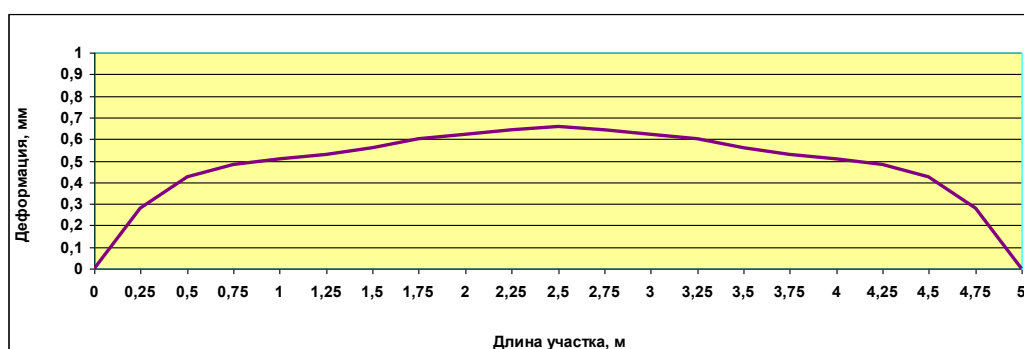


Рис. 2 График деформаций трубопровода

Вывод:

1. Максимальное напряжение (241,5 МПа) находится в заделках;
2. Максимальные деформации не существенны (0,6 мм) для данного трубопровода;

Литература

1. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода: учебное пособие/А. В. Рудаченко, А. Л. Саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. – 136с.

2. Применение метода конечных элементов в решении задач прикладной механики: учеб. – метод. Пособие для студентов технических специальностей/А. О. Шимановский, А. В. Путято; М – во образования Респ. Беларусь, Белорус. Гос. Ун–т трансп. – Гомель: БелГУТ, 2008-61 с.
3. Бурков П. В., Буркова С. П., Вертинская О. В. Исследование силовых факторов системы среда-трубопровод//Горный информационно-аналитический бюллетень, 2011, -№2-с. 153-157.
4. Строительные нормы и правила (СНиП) 2. 05. 06-85* «Магистральные трубопроводы».
5. П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для вузов. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002.-658 с.
6. Конструкционный анализ в среде ANSYS: Учебное пособие/О. М. Огородникова. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2004. 68с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА НА РЕКЕ ПАНИНСКИЙ ЕГАН МН «АЛЕКСАНДРОВСКОЕ - АНЖЕРО-СУДЖЕНСК»

М.В.Балахонцев, Д.А.Лаптев

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск,Россия

Целью работы является изучение поведения и исследование напряженно-деформированного состояния подводного перехода реки Панинский Еган . Под действием сил разносторонних сил, действующих вертикально снизу вверх и сверху вниз, трубопровод меняет свое геометрическое положение. Результаты исследований показали, что в трубопроводе возникают напряжения, которые переменны по длине трубы. Участки трубопровода, находящиеся по середине подводного перехода, характеризуются повышенным уровнем напряжения. Магистральные и технологические трубопроводы, несмотря на внешнюю конструктивную простоту, принципиально отличаются от других сооружений сложной схемой действующих силовых факторов, следовательно, неопределенностью уровня напряженно – деформированного состояния, масштабностью и т.п.

Повышение надежности трубопроводов становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Весьма важно установить адекватность поведения сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий расчетной схеме, принятой в нормах и правилах, т.е. необходимо исследовать конструктивную надежность трубопроводов. На первый план решения проблемы о надежности выдвигаются задачи расчета на прочность, устойчивость, долговечность. Для их решения необходимы: информация о нагрузках и воздействиях на трубопровод, анализ напряженно – деформированного состояния, что в итоге позволит сделать расчеты надежности и ресурса. В настоящее время интенсивное развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов. Среди этих методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов (МКЭ). К достоинствам МКЭ следует отнести и минимум требований к исходной информации, и оптимальную форму результатов. Учет температурного влияния и работы конструкции не вносит в реализацию метода принципиальных затруднений.

Рассматриваемый подводный переход магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск» через р. Панинский Еган двухниточный - основная нитка диаметром 1220 мм и резервная нитка диаметром 1000 мм проложены в одном техническом коридоре. Расстояние между нитками нефтепровода на участке перехода составляет 50 м. Исследуется схема подъема участка трубопровода со следующими параметрами: наружный диаметр 1220 мм, толщина стенки – 15,2 мм, длина -10 м. Трубопровод изготовлен из трубной стали 17Г1С. При определении надежности трубопроводов Западной Сибири необходимо проанализировать работоспособность подводных переходов нефтепровода. При этом требуется количественно оценить действие сил на напряженно-деформированное состояние конструкции [1,4].

Целью данной работы является изучение поведения трубопровода на подводном переходе, а также исследование его напряженно-деформированного состояния и оценка его работоспособности.

Для решения данной задачи в программе ANSYS принимается ряд допущений:

- учитываются только постоянные нагрузки,
- погодные условия не учитывают,
- скорость течения реки не учитывается.

После принятия допущений на рассматриваемом подводном переходе действуют следующие силы:

- нагрузка, возникающая от собственного веса трубопровода,
- нагрузка, возникающая от веса изоляции,
- нагрузка, возникающая от веса перекачиваемого продукта,
- нагрузка, вызванная давлением выше лежащего слоя воды,
- архимедова сила.[2]

Действие всех сил можно представить как равномерно распределенную нагрузку (рис. 1), что позволяет упростить задачу и провести расчет напряженно-деформированного состояния в программе ANSYS.[3]

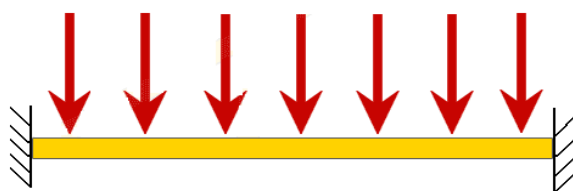


Рис.1.Равномерно распределенная нагрузка

Для определения в стенке трубы напряжений, превышающих допустимые, и установления диапазона изменения численных характеристик процессов, влияющих на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность), возникающих при предельной эксплуатации трубопровода, с помощью программного продукта ANSYS применительно к эксплуатации трубопроводов подводных переходов.

На рисунках 2 и 3 показан результат расчета действия распределительной нагрузки на участок трубопровода, полученный с помощью программы ANSYS.

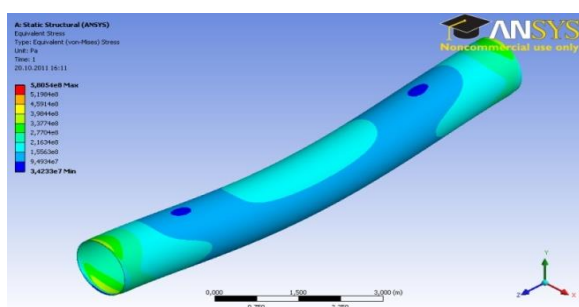


Рис.2.Напряжения по Мизесу

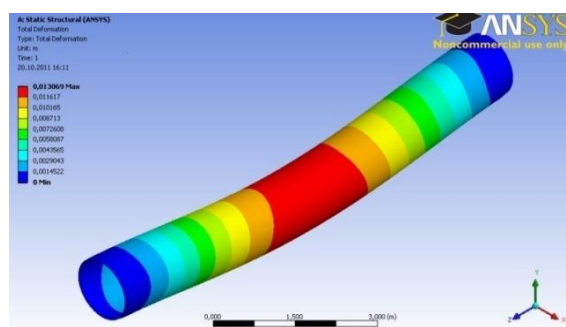


Рис.3.Деформации по оси Y, возникающая при действии распределенной нагрузки на подводный переход трубопровода

Полученные и представленные на результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значений напряжений, возникающих при эксплуатации трубопровода, может достигать величин, близких к пределу текучести стали, что снижает уровень надежности трубопровода;
- суммарные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемой нефти, а также гидростатического давления и выталкивающей силы воды;

Литература

1. Бурков, П. В. Оценка напряженно-деформированного состояния верхнего перекрытия механизированной крепи МКЮ.2Ш-17 производства ОАО СХК «Юрмаш завод» / П. В. Бурков, К. В. Епифанцев // Совершенствование технологии строительства шахт и подземных сооружений, апрель 2009. - Донецк 2009. -С. 23-26.
2. Гольдин Э.Р., Левин С.И., Зуев О.С. РД 51-3-96. - (<http://www.tehлит.ru>).
3. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ.пособие. –М.: Машиностроение 1, 2004.- 512с
4. Шаммазов А. М., Мугаллимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 237 с.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «НГПЗ-ПАРАБЕЛЬ», ПОДВЕРГНУТОГО КОРРОЗИОННОМУ ПОВРЕЖДЕНИЮ

С.С. Бурыхина, Э. А. Вашурин

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным газопроводам, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Необходимость выполнения этого требования диктуется высоким уровнем затрат на строительство и ремонт трубопроводов, серьезными экологическими проблемами при авариях, ужесточением законодательных норм по охране окружающей среды. Любые подземные трубопроводы, которые пролегают в

почве подвергаются коррозии. Внутренние поверхности стальных газопроводов могут подвергаться химической коррозии при недостаточной очистке газа от кислорода, влаги, сероводорода и других агрессивных компонентов, а иногда и от воздействия воды, оставшейся в газопроводе после строительства. Защита трубопроводов от коррозии – это одна из важнейших задач, которые стоят перед организациями, которые эксплуатируют такие сети. Защита трубопроводов от внутренней и внешней коррозии дает огромный экономический эффект.

Целью данной работы является моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода, подверженного коррозионному повреждению и определение максимально допустимых напряжений с помощью программы ANSYS. Наибольшее распространение при анализе напряжений и деформаций в инженерных конструкциях получил метод конечных элементов (МКЭ), которое становится все более популярным среди инженеров всех специальностей. Для решения нашей задачи расчетная модель в среде ANSYS будет представлять участок трубопровода определенной длины, испытывающим нагрузки от внутреннего давления, веса материала самой трубы, веса перекачиваемого продукта и веса грунта. Необходимые значения соответствующих нагрузок находим согласно СНиП 2.05.06-85*. [2, 5, 6] Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального трубопровода однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. На подземные трубопроводы, проложенные в траншее, действуют постоянная нагрузка от веса грунта засыпки ($q_{гр}$) и длительная нагрузка от внутреннего давления перекачиваемого продукта.

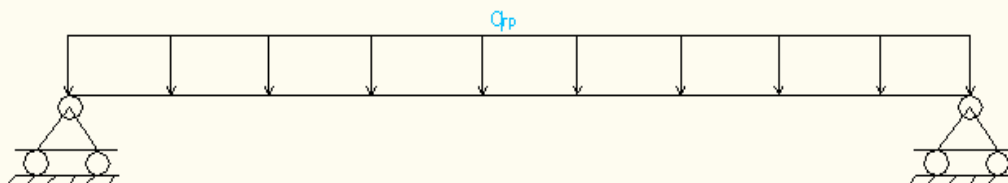


Рис. 1 Расчетная схема трубопровода

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$p_{cp} = \frac{2n_{cp}\gamma_{cp}D_n[(h_0 + D_n/8) + (h_0 + D_n/2)tg^2(45^\circ - \varphi_{cp}/2)] + q_{mp}}{\pi D_n} \quad (1)$$

Расчет производился с помощью трехмерного моделирования и решения пространственной задачи определения напряженно-деформированного состояния трубопровода с коррозионным повреждением, находящейся под действием внутреннего давления и веса от грунта насыпки. Разработка геометрической модели – создание конечно-элементной модели, которая состоит из узлов и элементов. При её создании применяются следующие методы: твердотельное моделирование и прямая генерация сетки. В данной задаче модель создается при помощи геометрических примитивов и автоматического построения сетки. Цель конечно-элементного анализа - найти отклик системы на заданное внешнее воздействие.

Для решения используется математическая модель:

- геометрическая модель вместе с заданным нагружением представляет собой формализованную физическую модель;
- конечно-элементная сетка является математическим представлением геометрической модели; это расчетная модель;
- точность расчетов определяется допущениями физической модели и плотностью сетки.

Обычно, для обоснования продления ресурса трубопровода результатов технической диагностики бывает недостаточно, поэтому экспериментальную информацию дополняют соответствующими результатами расчета напряженно-деформированного состояния, которые были получены в ходе данной работы с помощью программного обеспечения ANSYS.

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- максимальные напряжения возникают в зоне коррозионного повреждения;
- максимальное напряжение (5,13 МПа) намного меньше предела текучести материала трубопровода (412 МПа);
- рассмотренное повреждение не повлияет на работоспособность трубопровода.

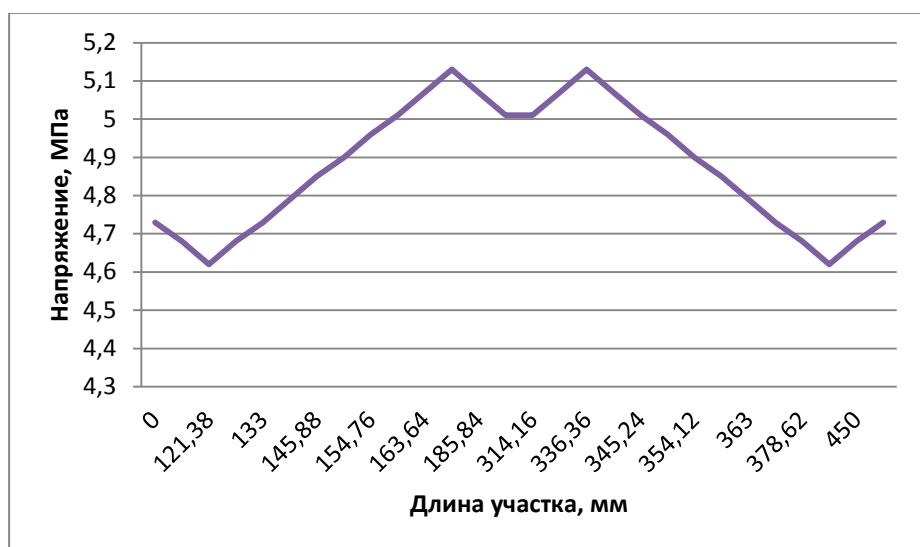


Рис. 2 График распределения напряжений

В сравнении с другими подходами компьютерное моделирование имеет несколько преимуществ. Оно позволяет получить прогноз и определить управляющие воздействия, которые приведут к более благоприятному развитию событий. Качественные выводы, которые сделаны по результатам компьютерного моделирования, позволяют обнаружить структуру сложной системы, ее динамику развития, устойчивость, целостность и др. Основное направление использования компьютерного моделирования – это поиск оптимальных вариантов внешнего воздействия на объект для получения наилучших показателей его функционирования. Результаты анализа сложного нелинейного НДС участка трубопровода, которые получены в результате моделирования, позволяют оценить его реальную несущую способность с учетом влияния на него всех действующих факторов, таких как: эксплуатационные нагрузки; данные технической диагностики (трехмерная форма дефектов, смещение от проектного положения и т.п.); остаточные упругие напряжения и пластические деформации.

Литература

1. Применение метода конечных элементов в решении задач прикладной механики : учеб.-метод. пособие для студентов технических специальностей / А. О. Шимановский, А. В. Путятю ; М-во образования Респ. Беларусь, Белорус. гос. ун-т трансп. – Гомель : БелГУТ, 2008. – 61 с.
2. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».
3. Бруяка В.А. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учеб. пособ. / В.А. Бруяка, В.Г. Фокин, Е.А. Солдусова, Н.А. Глазунова, И.Е. Адеянов. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.: ил.
4. Галлагер Р. Метод конечных элементов. Основы. – М.: Мир, 1984. – 428 с.
5. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / Под общ. ред. Д.Г. Красковского. – М.: Компьютер Пресс, 2002. – 224 с.
6. Бурков П.В., Буркова С.П., Вертинская О.В. Исследование силовых факторов системы среда – трубопровод // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2011, - № 2. – с. 153-157.

КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНАЯ МОДЕЛЬ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДА

А.В. Кравченко, Ф.Ж. Найманбаев

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Бестраншейный способ прокладки трубопроводов прочно завоевал свое место в ряду с традиционными способами. Этот способ на сегодняшний день является более экономичным и эффективным. Еще один фактор, почему бестраншейная прокладка трубопроводов находит все большее распространение, это постепенное освоение проектными организациями знаний о новых строительных технологиях. Сегодня становится совершенно очевидным, что бестраншейная прокладка коммуникаций и трубопроводов не имеет альтернативы для решения проблем восстановления и прокладки трубопроводов с применением специального оборудования.

На сегодняшний день в мире существует три основных способа укладки трубопроводов под водными препятствиями. Траншейный традиционный - самый старый метод укладки трубопровода. Характеризуется не просто большим объемом земляных работ, большим количеством рабочей силы и длительными сроками строительства, но, прежде всего, тяжелейшим воздействием на окружающую среду в полевых условиях и созданием серьезных неудобств людям в городских условиях. Второй способ – тоннелирование или микротоннелирование с обустройством стартовых и приемных шахт. Важной особенностью этого метода является высокая точность проходки и постоянный контроль над ее траекторией [2].

И, наконец, горизонтально направленное бурение (ГНБ) – управляемый бестраншейный метод прокладки подземных коммуникаций с помощью специальных буровых установок. Широко используемое в последнее время горизонтальное бурение позволяет снизить временные и трудовые затраты особенно при строительстве подземных линий под естественными препятствиями (реки, овраги, озера, лесные массивы, плавучие острова) и в городских условиях (железные дороги, трассы, скверы, парки, и другое). Этот способ, по сравнению с другими, предусматривает сохранение природного ландшафта и экологического баланса в местах проведения работ, исключение техногенного воздействия на флору и фауну, размыва берегов и донных отложений водоемов, а также минимизирует негативное влияние на условия проживания людей в зоне проведения работ. Не менее важен финансово-экономический аспект данного способа. За счет сокращения сроков производства работ, затрат на дополнительную рабочую силу и тяжелую землеройную технику идет уменьшение сметной стоимости строительства трубопроводов. При проектировании подземных сооружений приходится выполнять расчет напряженно-деформированного состояния грунта прилегающего к трубопроводу, залегающего на определенной глубине от поверхности, который в большинстве случаев включает поиск решения краевой задачи теории упругости в постановке плоской деформации. При решении данной задачи используется метод конечных элементов (МКЭ). К достоинствам МКЭ следует отнести минимум требований к исходной информации и оптимальную форму результатов [3].

В данной работе рассматривается конечно-элементная модель расширения скважины при прокладке подводного перехода магистрального нефтепровода. Расчет производился в программном пакете ANSYS. На рисунке 1 приведена расчетная схема.

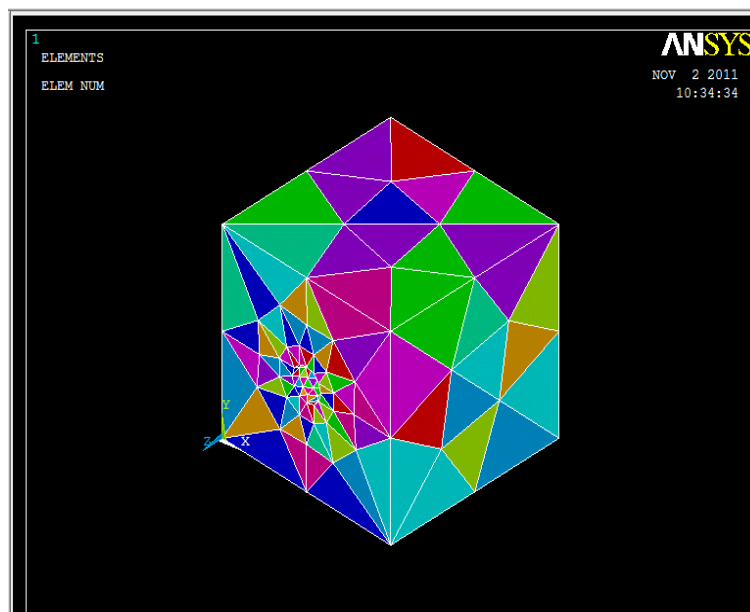


Рис.1 Расчетная схема конечно-элементной модели

Для моделирования напряженно-деформированного состояния грунта использовалась упруго-пластическая модель Друкера-Прагера. В таблице приведены характеристики грунта.

Таблица 1

Упруго-пластическая модель грунта

Параметры модели грунта Друкера-Прагера	Обозначение	Значение	Размерность
Плотность	ρ	1800	кг/м ³
Модуль Юнга	E	56	МПа
Коэфф. Пуассона	ν	0,2	д.ед.
Угол внутреннего трения	β	55	град.
Угол дилатансии	ψ	6	град.
Коэффициент трения	f	0,5	д.ед.

Итогом конечно-элементного моделирования является карта напряжений, изображенная на рисунке 2, наглядно демонстрирующая распределение напряжений в грунте при протаскивании расширителя. Максимальные напряжения выделены красным цветом и локализованы в области начала внедрения расширителя в грунт, величина напряжения составляет 424950 Па.

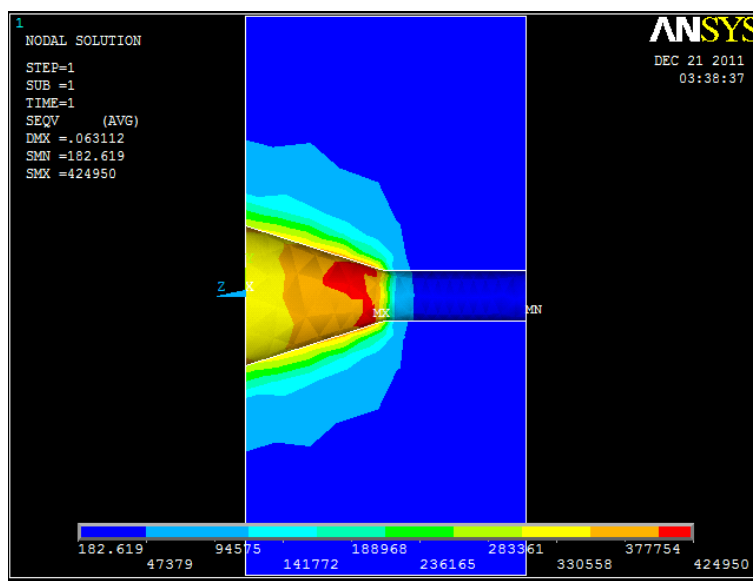


Рис. 2 Карта напряжений

На основе проведенных исследований можно сделать следующий вывод: построена конечно-элементная модель с помощью которой определено напряженно-деформированное состояние грунта вокруг трубопровода.

Литература

1. Зенкевич О., Метод конечных элементов в технике. – М.: Мир, 1975. – 541 с.
2. Крец В.Г. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / В.Г.Крец, А.В.Рудаченко, В.А.Шмурыгин. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. – 328 с.
3. Проект производства работ по горизонтально-направленному бурению через реку Панинский Еган / ООО «Управляющая компания Томскподводтрупроводстрой». – Томск, 2006. – 39 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА (ТРУБЫ), НАХОДЯЩЕГОСЯ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ, С УЧЕТОМ ВОЗНИКНОВЕНИЯ В ТРУБЕ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ В ПРОЦЕССЕ ЕЁ ЭКСПЛУАТАЦИИ

И.И. Гавриляк, М.Г. Муксунова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Одной из проблем безопасной эксплуатации трубопроводов для повышения их надежности и долговечности, безусловно является сложная задача которая включает в себя решение технических, технологических, экономических и организационных аспектов. Этой проблеме посвящено большое количество исследований отечественных и зарубежных ученых, заметим что, в настоящее время она полностью не решена и многие вопросы остаются актуальными. В значительной степени интенсивностью коррозии стенок трубопровода определяется эксплуатационная надежность нефтепроводов. Трубопроводы подвергаются интенсивной внутренней коррозии которая зависит от концентрации и состава минеральных солей находящихся в пластовой воде, которая добывается и транспортируется в смеси с нефтью непосредственно до установок подготовки нефти, скорость внутренней коррозии превышает скорость коррозии на наружной поверхности трубопровода. Коррозия на внутренней поверхности трубопровода по числу и размеру дефектов идет в 3,0-3,5 раза быстрее, чем в наружной поверхности. Из-за внутренней коррозии количество отказов промысловых трубопроводов составляет по отрасли порядка 90% от их общего количества, это показывает анализ условий эксплуатации промысловых трубопроводов и существующий способ повышения их долговечности в условиях активизации внутренней коррозии. На специфическое разрушение в виде «канавочного» износа приходится свыше 70% аварий. Необходимо учесть, что большая часть трубопроводов, подверженных внутреннему интенсивному износу, эксплуатируются без наружной изоляции. Канавочный износ вызванный частыми прорывами труб, требует нового поиска решений, которые в свою очередь направлены на обеспечение безопасной эксплуатации, так же на повышение долговечности и стабильности функционирования. Утончение стенки трубы приводит к порывам трубопровода, загрязнению окружающей среды и остановкам перекачки продукта. Наиболее интенсивно внутренняя коррозия происходит на пониженных участках трубопровода, где может скапливаться вода. На нижней образующей трубы часто наблюдается так называемая *ручейковая коррозия*.

Ручейковая коррозия – это коррозия канавочного типа, которая образуется вдоль продольных и кольцевых швов, а так же в местах расхождения стыков изоляционного покрытия труб.

Долговечность трубопроводов в особо тяжелых условиях (наличие в продукции углекислого газа, сероводорода, пластовой воды высокой минерализации, кислорода) при отсутствии специальных мер по защите от коррозии исчисляется месяцами. Опыт сбора нефти эксплуатации трубопроводов показывает, что коррозионная усталость и «канавочное» (ручейковое) коррозионно-механическое разрушение это наиболее опасные виды разрушения. Важным в настоящее время во многих регионах России, особенно на месторождениях Западной Сибири является защита нефтепромысловых трубопроводов от «канавочной» (ручейковой) коррозии, вызванной взаимодействием металла трубы и перекачиваемой коррозионно-активной среды. С увеличением срока эксплуатации месторождений возрастает объем добываемой минерализованной воды, закаченной в пласт для поддержания пластового давления. При этом увеличивается возникновение внутренней коррозии трубопровода. В срок менее одного года после ввода трубопровода в эксплуатацию происходит разрушение трубопроводных систем. Для расчетов был выбран участок трубопровода, на котором при проведении технического диагностирования в 2004 году были выявлены области с явно выраженной «канавочной» (ручейковой) коррозией по нижней образующей трубы. Краткая характеристика выбранного для расчета нефтесборного коллектора (НСК) приведена в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Общие сведения

Наименование трубопровода	Нефтесборный коллектор «Врезка куста 22 – гребенка УПСВ-Центр Первомайского месторождения»
Владелец	ОАО «Томскнефть» ВНК
Местонахождение	ЦЭРЛАТ-2, Первомайское месторождение

Таблица 2

Проектно-технические характеристики трубопровода

Наименование трубопровода	Категория трубопровода	Длина, м	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее давление, МПа	Марка стали	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип изоляции
Врезка куста 22 – гребенка УПСВ-Центр Первомайского месторождения	III	8850	2002	2,5	20	168	11	Лента ПВХ

Техническое диагностирование нефтепромысловых трубопроводов проводилось экспертной организацией в соответствии с требованиями «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. РД 39-132-94» и как часть обследования включало в себя измерительный контроль остаточной толщины стенки труб линейной части и узлов запорной арматуры трубопроводов. Работы по техническому диагностированию проводили специалисты, аттестованные в соответствии с требованиями системы экспертизы промышленной ведущим экспертом экспертной организации. При техническом обследовании использовались аттестованные приборы и испытательное оборудование. Результаты технического диагностирования трубопровода были оформлены отдельными протоколами и приведены в соответствующих приложениях к отчету по техническому диагностированию. Как результат работы по техническому обследованию промысловых трубопроводов организации – заказчику было выдано заключение по результатам технического диагностирования. Техническое обследование нефтепромыслового трубопровода (нефтесборный коллектор) «Врезка куста 22 – входная гребенка УПСВ-Центр Первомайского месторождения» проведено в 17-ти контрольных участках(шурфах), расположенных примерно через 500м друг от друга.

По результатам, проведенных в шурфах измерений толщины стенок труб линейной части трубопровода установлено что:

1. Минимальная обнаруженная остаточная толщина стенок труб составляет 5,2мм (47,3% от номинальной толщины стенки трубы 11мм);
2. Максимальная величина коррозионного износа составляет 5,8мм (52,7% от номинальной толщины стенки трубы 11мм);
3. Максимальная величина скорости коррозионного износа составляет 2,9мм/год.

На всех контрольных участках по нижней образующей трубопровода была обнаружена ручейковая коррозия с постепенно уменьшающейся глубиной коррозионного повреждения по ходу течения технологической жидкости от кустовых площадок в сторону УПСВ. Максимальная глубина ручейковой коррозии (в начале

трубопровода, около кустовых площадок) составляет 5,8мм, минимальная обнаруженная глубина (в конце трубопровода, район УПСВ) 0,8мм, ширина поврежденной зоны труб находится в диапазоне 5,0-21,0мм.

Расчетный остаточный ресурс работоспособности нефтесборного коллектора, с учетом скорости коррозии металла трубы, составил менее одного года.

Литература

1. Теория коррозионных процессов: учебник / Н.И.Исаев. – М.: Metallургия, 1997. – 361 с.;
2. Коррозия и защита конструкционных материалов. Принципы защиты от коррозии: учебное пособие для вузов / В.В.Кравцов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 157 с.;
3. Коррозия конструкционных материалов: Справочник: В 2 кн. / Под ред. В.В.Батракова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Интермет Инжиниринг, 2000. – 344 с.;
4. Теория коррозии и коррозионно-стойкие конструкционные сплавы : учебное пособие / Н. Д. Томашов, Г.П.Чернова. – М.: Metallургия, 1993. – 413 с.;

ТЕХНОЛОГИЯ ЗАМОРАЖИВАНИЯ ГРУНТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА НЕФТЕПРОВОДЕ В УСЛОВИЯХ БОЛОТ

А.С. Егоров, В.С. Журба

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

Магистральные трубопроводы, проложенные в Сибири и на Крайнем Севере, на значительном протяжении пересекают болота и заболоченные участки. Особые трудности возникают при ликвидации аварий на нефтепроводах в условиях болот. Современные аварийно-восстановительные службы могут за короткий срок ликвидировать аварию на нефтепроводах в обычных условиях. В условиях болот этот срок увеличивается за счет дополнительных работ по сооружению подъездных путей, рабочих площадок и составляет до 60 % времени, необходимого для восстановления нефтепровода.

На болотах I и II типа ремонтный котлован может быть сооружен одним из способов:

1. с креплением стенок котлована;

2. комбинированным методом – с креплением стенок котлована и устройством дренажного отвода воды.

Также на болотах I и II типов, где затруднена откачка воды и болотной массы из котлована, должны применяться ремонтные герметичные камеры (РГК)[1-3].

В работе предложен способ создания ледогрунтового ограждения. Это является альтернативным способом повышения устойчивости грунта и предотвращения поступления воды в ремонтный котлован [4-9]. Рассмотрено поведение трубопровода зажатого в ледогрунтовое ограждение. Проведен анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода диаметром 1020 мм и длиной 12 м., марка стали 17Г1С, перекачиваемая среда нефть с плотностью 770 кг/м³, временное сопротивление $R^H_1 = \sigma_{вр} = 510$ МПа, предел текучести $R^H_2 = \sigma_T = 363$ МПа.

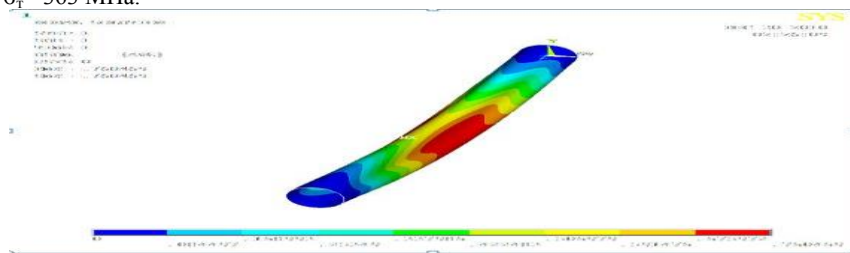


Рис.1 Изображение перемещения трубопровода, зажатого в ледогрунтового ограждения

Из рисунка видно, что максимальные перемещения трубопровод испытывает в центральной части нижней образующей. Покажем это на графике (рис. 2).

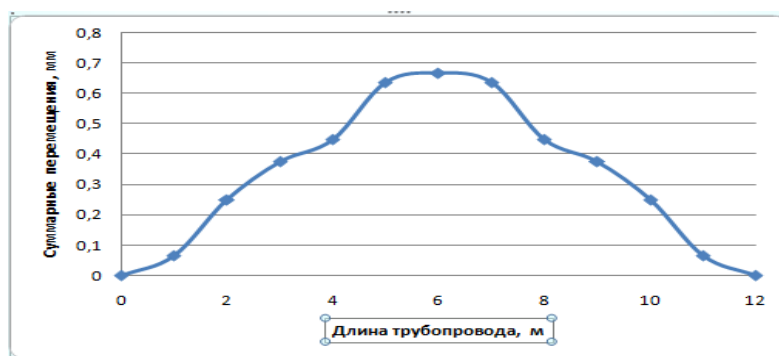


Рис.2. График суммарных перемещений по длине трубопровода

Из графика видно, что максимальные перемещения равны 0,67 мм.

Важным показателем, по которым можно судить о надежности трубопровода являются внутренние напряжения (рис. 3, рис. 4).

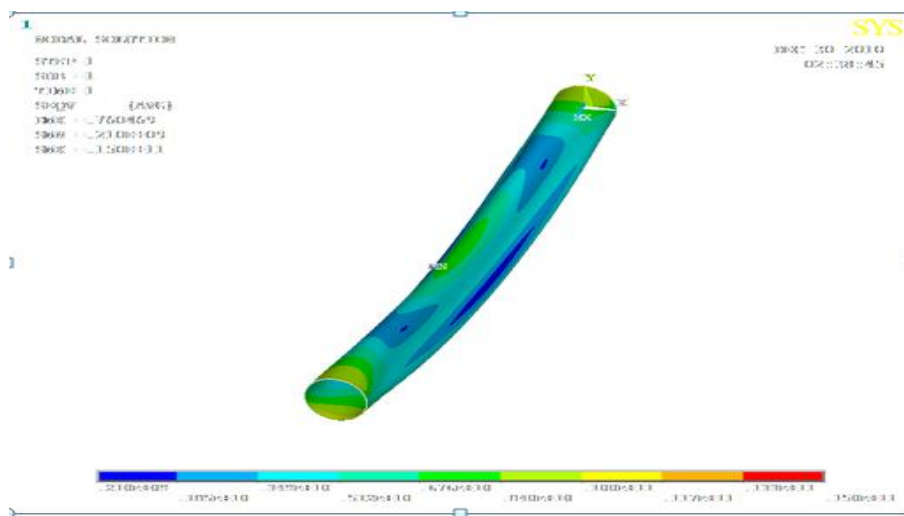


Рис.3 Изображение внутренних напряжений трубопровода, зажатого в ледогрунтового ограждения.

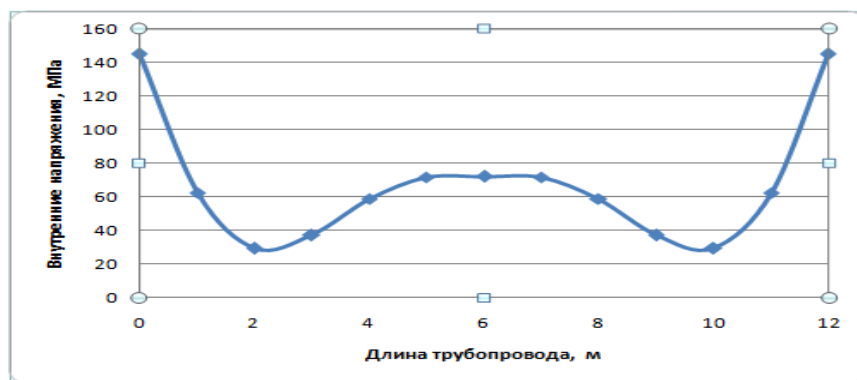


Рис.4 График внутренних напряжений по длине трубопровода

Анализ показал, что самыми опасными являются места фиксации трубопровода льдом, т.е. концы секции. Максимальное напряжение на концах секции равно 144,5 МПа, что не превышает временное сопротивление и предел текучести материала трубопровода. Следовательно, трубопровод может работать при жестком закреплении в ледогрунтовом ограждении.

Для создания ледогрунтового ограждения предварительно по контуру будущей выработки через всю толщу водоносных грунтов опускают замораживающие трубы — колонки с наглухо заваренным нижним концом (дно) (рис. 5). Расстояние между этими трубами определяется проектом из расчета, что радиус намораживаемого вокруг скважины ледогрунтового цилиндра составляет 1,25— 1,5м.

В колонки, не доходя до дна их на 40-50 см, опускают трубы меньшего диаметра с открытым нижним концом — питающие трубы.

Замораживающие колонки соединяют последовательно в одну систему. Колонки через специальные оголовки соединяются питающими трубами, по которым подается жидкий азот. Жидкий азот под действием внутреннего давления цистерны нагнетается в питающие трубы. Жидкий азот поступает во внутреннюю (питающую) трубу первой замораживающей колонки. В кольцевом пространстве колонки жидкий азот испаряется и в газообразном состоянии поднимается к оголовку колонки, откуда затем по трубопроводу поступает в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рис. 5). Из последней колонки системы он поступает в атмосферу при температуре около — 40°С.

Искусственное замораживание грунтов позволяет создать прочное ограждение вокруг ремонтного котлована из замороженного грунта, препятствующее проникновению в сооружаемую выработку грунтовой воды или водонасыщенных неустойчивых грунтов. Такое ограждение должно воспринимать давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

Совместное применение замораживания и водопонижения позволяет осушить грунт в котловане, огражденном замкнутой водонепроницаемой ледогрунтовой стеной

Метод замораживания грунта является новым способом и пока не использовался при проведении ремонтно-восстановительных работ. При правильном использовании и в сочетании с отводом воды, он может

являться эффективной альтернативой использованию шпунтов и РГК. Также данный метод можно использовать для строительства временных амбаров на болотах, что тоже достаточно затруднено.

Статья выполнена в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» НА 2009-2013 гг. ГК № П1404 от 03.09.2009г. проект «Исследование физико-механических процессов взаимодействия породоразрушающего инструмента с обрабатываемой средой при бестраншейной прокладке трубопроводов методом наклонно-направленного бурения».

Литература

1. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1998. - 271 с.
2. Трупаков Н. Г., Замораживание горных пород при проходке стволов, М., 1954.
3. Шуплик М.Н., Борисенко В.Н.. Технология искусственного замораживания грунтов с применением твердых криоагентов в подземном строительстве // Горный информационно-аналитический бюллетень №8, 2006. 381 - 384 с.
4. РД 39 – 30 – 499 - 80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов.
5. РД 39 – 110 - 91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
6. РД 153 - 39.4Р - 130 - 2002*. Регламент по вырезке и врезке «катушек».
7. СНиП 2.05.06 - 85* (2000). Магистральные трубопроводы.
8. Каталог технических средств для аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.
9. Болота Западной Сибири, их строение и гидрологический режим / Под ред. К.Е. Иванова, С.М. Новикова. – Л.: Гидрометеиздат, 1976. – 446 с.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СТРЕСС-КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

Э. С. Конан, К. С. Семенов

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

В настоящее время самым опасным видом разрушения магистральных газопроводов (МГ) является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) внешней катодно защищаемой поверхности трубы. Глядя на протяженность МГ России 155 тыс. км [1], можно оценить масштабность нашей задачи. Удельный вес аварий на МГ по этой причине достигает 95 % [2, 3] от общего количества. За последние 40 лет КРН, зарегистрировано во многих зарубежных странах США, Австралии, Канаде. Главной особенностью КРН является непредсказуемость поведения, потому что каждый дефект – это потенциальная авария. Развитие трещины может происходить как с постоянной скоростью, так и скачкообразно. Поэтому спрогнозировать динамику её развития, является весьма сложной задачей, ведь трещина в любой момент может достигнуть критических размеров, и в конечном итоге наступит разрушение газопровода.

Целью данной работы является моделирование напряженно-деформированного состояния коррозионной трещины на участке магистрального газопровода в программе ANSYS.

ANSYS является универсальным расчётным программным комплексом, основанном на методе конечных элементов, предназначенным для моно- и междисциплинарных расчётов.

Для решения поставленной цели взят магистральный газопровод диаметром 1420 мм и толщиной стенки 16 мм. Техническая характеристика МГ основная нитка DN1420, рабочее давление – 8 МПа; диаметр трубопровода – 1420 мм; фактическая толщина стенки – 16 мм; тип трубы – прямошовная; тип изоляции – битумная, весьма усиленная (не менее 3 мм); глубина залегания трубопровода 1,2 м; грунт – суглинок.

Технические характеристики трубы: марка стали – 09Г2С; класс прочности трубопровода – K52; временное сопротивление разрыву – 400 МПа; предел текучести – 355 МПа.

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального трубопровода однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. На подземные трубопроводы, проложенные в траншее, воздействуют постоянная нагрузка от веса грунта засыпки ($q_{гр}$) и длительная нагрузка от внутреннего давления перекачиваемого продукта. Температурные воздействия и воздействия, вызывающие искривление продольной оси трубопровода, в работе не учитываются.

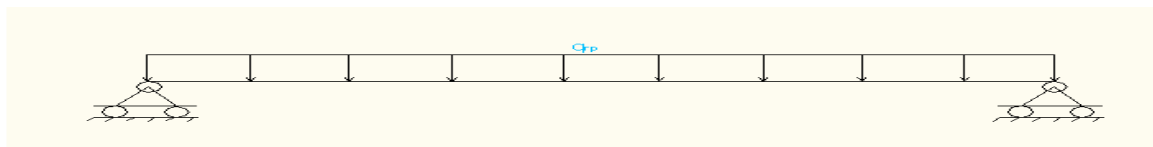


Рис.1 Расчетная схема трубопровода
Расчет ANSYS

Расчет производился с помощью трехмерного моделирования и решения пространственной задачи определения напряженно-деформированного состояния трубопровода, находящейся под действием внутреннего давления и веса от грунта насыпки. Рассматриваем 1 м длины трубы со сварным швом.

Механические свойства стали: модуль упругости $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па, коэффициент Пуассона $\nu = 0,3$.
Внутренне давление $P = 7,45$ МПа, $P_{sp} = 35061$.

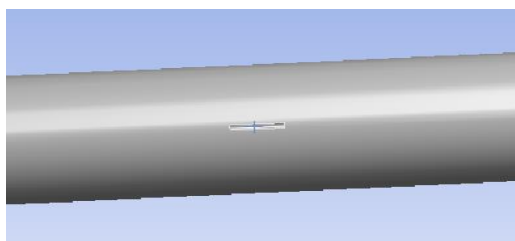


Рис. 2 Построение трещины

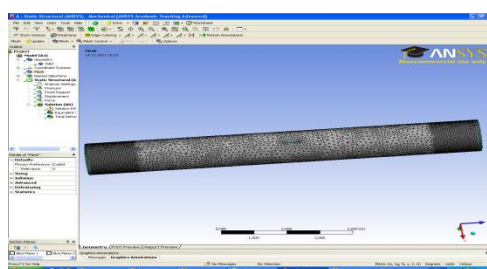


Рис. 3 Сетка

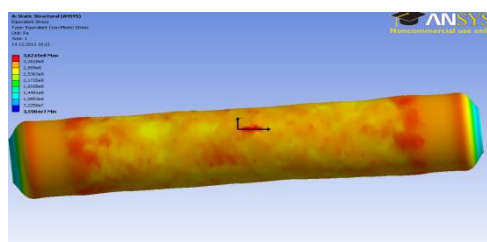


Рис. 4 Распределение напряжений по Мизесу по длине трубы

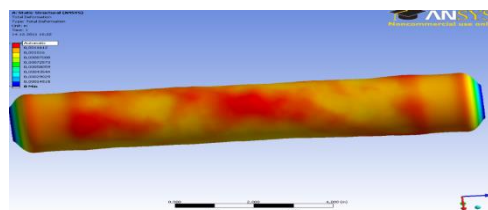


Рис. 5 Суммарные перемещения

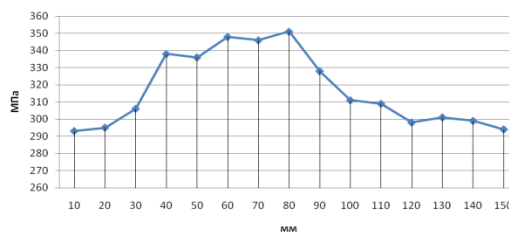


Рис. 6 График изменения напряжений по длине трубопровода

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Наибольшие напряжения возникают на дефекте;
2. Так же напряжения возникают в приграничной зоне;
3. Пики напряжений наблюдаются по всей трещине;
4. Суммарные перемещения по длине трубопровода незначительны.

Литература

1. Конакова М.А., Теплинский Ю.А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей. - Санкт-Петербург: 2004. - 358 с.
2. Сергеева Т.К., Турковская Е.П., Михайлов Н.П. и др. Состояние проблемы стресс –коррозии в странах СНГ и за рубежом. Обз.инф. Серия «Замщита от коррозии оборудования в газовой промышленности ». – М.:ИРЦ«Газпром»,1997. -101 с.
3. Лоскутов В.Е., Матвиенко А.Ф., Патраманский Б.В., Щербинин В.Е. Магнитный метод внутритрубной дефектоскопии газо – нефтепроводов: прошлое и настоящее // Дефектоскопия – 2006. – № 8. – С. 3 – 19.

ОЦЕНКА УСТАЛОСТНОЙ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ БАРООБРАБОТКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАКЕТА КОНЕЧНО ЭЛЕМЕНТНОГО АНАЛИЗА ANSYS

М.Х. Салахутдинов, А.Е. Нестеров

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, с учетом ввода в эксплуатацию новых месторождений высоковязких нефтей, весьма актуальными являются вопросы их эффективной транспортировки. Наиболее распространенным путем их транспортировки является трубопроводный транспорт. В тоже время специфические свойства данных нефтей не позволяют использовать стандартные технологические схемы перекачки. Необходимо проведение определенных мероприятий по улучшению реологических свойств нефти. На сегодняшний день существует несколько эффективных методик снижения вязкости неньютоновских жидкостей. Наиболее распространенными из них является термообработка, компаундирование, применение депрессорных присадок и др. Также одним из перспективных методов является метод барообработки [1,2]. Применение барообработки целесообразно на трубопроводах относительно небольшой производительности при высоком уровне автоматизации управления задвижками. Практическая реализация метода барообработки осуществляется следующим образом. Головной участок трубопровода после насосов длиной несколько сотен метров выполняется в виде двух ниточной системы. Каждая «нитка» имеет диаметр равный диаметру основной магистрали, и снабжена электроприводными задвижками с обеих сторон. В начальный момент времени обе «нитки» при закрытых выходных задвижках заполняются неньютоновской нефтью и нагружаются необходимым давлением. После требуемой выдержке давление сбрасывается, и спустя заданное время нефть из одной «нитки» вытесняется порцией необработанной нефти, которая тут же отсекается со стороны выхода. Пока осуществляется барообработка новой порции нефти, в основную магистраль вытесняется барообработанная нефть из второй «нитки» и т.д. Время барообработки в данном случае равно времени вытеснения нефти из параллельной «нитки», а давление не меньше чем начальное давление перекачки. Основным недостатком данного метода является проявление свойства усталости металла трубы, в связи с цикличностью изменения давления в трубопроводе.

Целью работы является определение накопленных повреждений, а, значит, и ресурса трубопровода, используемого для проведения барообработки высоковязких нефтей. При анализе конструкций и их элементов помимо традиционной задачи определения напряженно-деформированного состояния все чаще рассматриваются задачи определения ресурса конструкций. Одним из вопросов, которые необходимо изучить в данном случае является вопрос условий разрушения конструкций. На сегодняшний день в численных методах решения задач механики деформируемого твердого тела развиваются два основных подхода к решению указанной задачи. Первый подход – моделирование развития дефектов (поры, трещины и т.п.) с учетом изменения граничных условий в рассматриваемом элементе конструкции и перестроение сетки при изменении размеров дефекта. Второй подход – оценка степени поврежденности материала в элементах конструкции при условии, что дефекты и их рост в явном виде не рассматриваются. Второй подход не позволяет в явном виде оценить момент разрушения конструкции, но позволяет получить наглядную картину степени поврежденности конструкции на основе используемых моделей накопления повреждений. Указанная картина может применяться при оценке ресурса конструкции. Данный подход соответствует требованиям, предъявляемым к методам исследования процессов разрушения в массовых системах конечно-элементного анализа, используемых при решении инженерных задач. При изучении процессов разрушения выделяют ряд основных явлений, характеризующих особенности протекания указанных процессов. На основе введенного положения механизмы разрушения разделяют на следующие основные типы [3,4,6]: динамическое (импульсное), например: ударное; длительное, например: ползучесть, релаксация; периодическое (циклическое), например: квазистатическое, малоцикловая усталость, многоцикловая усталость. Среди перечисленных выше процессов разрушения одной из наиболее типичных и часто встречающихся причин отказов элементов инженерных конструкций является процесс многоцикловой усталости [5,6]. Поэтому для определения ресурса трубопровода применяемого для проведения барообработки нефти целесообразно использовать основы расчета долговечности при многоцикловой усталости.

В ходе исследования рассматривалась модель трубопровода со следующими характеристиками: внутренний диаметр $D_{\text{вн}}=720$ мм, толщина стенки $b=12$ мм. При этом условия нагружения многоцикловыми нагрузками соответствовали технологии проведения барообработки неньютоновской бзачинской нефти на Дюбендинской перевалочной базе (Азербайджан). [1] А именно: нефть нагружали давлением 2,45 МПа в течении 2 мин и выдерживали 1 мин после сброса давления, при этом сброс давления производился до рабочего давления трубопровода (условно примем рабочее давление 2 МПа). Первым этапом являлось построение модели

трубопровода. В целях оптимизации вычислительного процесса решено было рассматривать не целый отрезок трубы, а его четверть, используя при этом ограничения перемещения для плоскостей отсечения. Далее, согласно технологии проведения барообработки, проводился расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода при нагружении его тремя давлениями: максимальным давлением за цикл барообработки – 2,45 МПа, минимальным давлением – 2,00 МПа и средним давлением в цикле – 2,225 МПа. Нагрузки накладывались ступенчато, а результаты записывались в один файл [7]. Результаты первой ступени нагружения представлены на рис. 1.

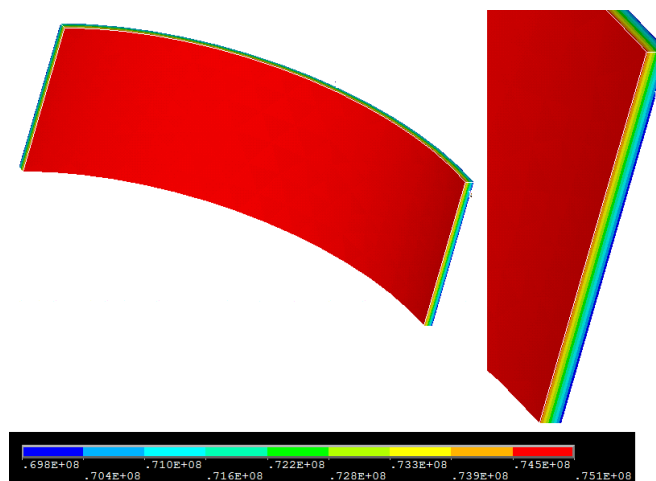


Рис. 1 НДС модели при внутреннем давлении 2,45 МПа

Затем проводился непосредственный расчет накопленных в результате многоциклового усталости повреждений. В программном пакете конечно элементного анализа ANSYS за данный вид анализа отвечает модуль Fatigue. Возможности данного модуля позволяют при корректно заданных исходных данных, в том числе точек кривой усталости Велера в табличном виде, рассчитывать накопленные повреждения для заданного числа циклов нагружения или времени работы конструкции. В нашем случае использовались данные результатов расчета НДС, сохраненные ранее, и кривая усталости в табличном виде для данного материала. Число циклов нагружения являлось переменным. По НДС трубы, очевидно, что наибольшее напряжение приходится на внутреннюю стенку, поэтому расчет целесообразно проводить для узлов внутренней стенки, причем равномерность нагружения достаточно провести расчет только для одной узла. В нашем случае рассматривалась точка в узле №1934 конечно элементной сетки. Таким образом, возможно рассчитать повреждения для любого конечного числа циклов. При этом зная продолжительность цикла, появляется возможность рассчитать ресурс конструкции. На рис. 2 представлена график зависимости накопленных повреждений внутренней стенки трубопровода (ось OY) от количества циклов барообработки (ось OX), исходные данные к которому получены в ходе работы модуля Fatigue.

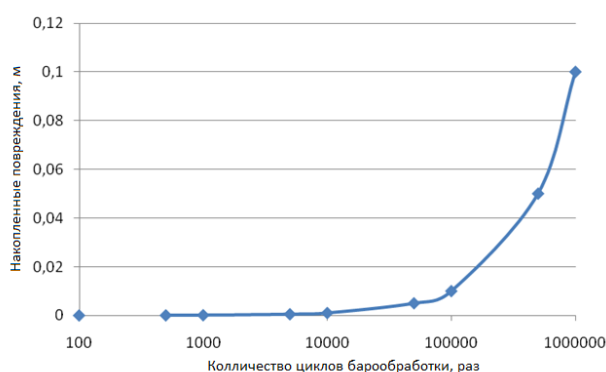


Рис. 2 Графическая интерпретация результатов работы модуля Fatigue

Расчет показал, что при проведении необходимых предварительных исследований материала, в частности определении диаграммы Велера, программный комплекс ANSYS позволяет проводить различные расчеты, связанные с много цикловой усталостью при любой природе циклических наружных. Также, в ходе работы был получена зависимость накопленных повреждений от количества циклов барообработки, применяемых для обработки бзачинской нефти на Дюбединской перевалочной базе.

Литература

1. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. [текст] – СПб.: Недра, 2008. – 488с.
2. Григорашенко Г.И. Исследование влияния барообработки на реологические свойства неньютоновских систем.[текст] А.Х. Мирзаджанзаде, И. А. Швецов Нефтяное хозяйство. - 1977. 7. 44-46.
3. Александров А.В., Потапов В.Д., Державин Б.П. Сопротивление материалов. [текст] – М.:Высш. шк., 1995. – 560с.
4. Карзов Г.П., Марголин Б.З., Швецова В.А. Физико-механическое моделирование процессов разрушения.[текст] – СПб.: Политехника, 1993. – 391с.
5. Болотин, В.В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций.[текст] – М.:Машиностроение, 1984. – 312 с.
6. Берендеев Н.Н., Применение системы ANSYS к оценке усталостной долговечности,[текст] – Нижний Новгород, 2006. – 84с.
7. Кононенко Т.В., Бурков П.В., Буркова С.П. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода “Нижне-Квакчинское газоконденсатное месторождение – г. Петропавловск-Камчатский”. [текст] – Горный информационно-аналитический бюллетень, 2012. – 349с.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ МОДЕЛЕЙ АНКЕРОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЧИВОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.Ю. Ваганов, Е.О. Фомин, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия



Рис.1 Стенд для проведения исследований

новых месторождений углеводородов актуализирует задачу поиска рациональных конструкций анкеров для нефтегазовой отрасли в целом.

Как правило, анкеры изготавливают из металла, бетона или железобетона. По условиям работы с грунтом основания анкеры можно разделить на наземные (гравитационные) и заглубленные анкеры. Наземные анкеры располагаются на поверхности грунта и работают за счет сил трения между грунтом и конструкцией анкера. Заглубленные анкеры располагаются в грунтовом массиве и работают за счет сопротивления грунта перемещению элементов анкера. По способу сопротивления извлекающей нагрузке анкеры подразделяют на анкеры лобового сопротивления, анкеры трения и анкеры смешанного типа.

С целью изучения работы анкера в грунте был изготовлен стенд [1], позволяющий проводить испытания моделей анкеров в лабораторных условиях и оценивать влияние конструкции анкера на его несущую

способность. Развитие нефтегазового комплекса России в настоящее время осуществляется в основном за счёт освоения новых месторождений, расположенных в сложных климатических, геокриологических и сейсмических условиях. Необходимым условием обеспечения бесперебойной работы составляющих технологической цепи транспортировки и хранения углеводородов является их устойчивость по грунту основания в условиях внешних воздействий различного направления и интенсивности. Для обеспечения стабильного пространственного положения зданий и сооружений, узлов и механизмов, участвующих в транспортировке и хранении углеводородов в условиях знакопеременных нагрузок часто возникает необходимость использования анкеровых устройств. В настоящее время анкеры широко используются для обеспечения устойчивости магистральных трубопроводов, для крепления конструкций, работающих в сейсмоопасных условиях. Таким образом, освоение

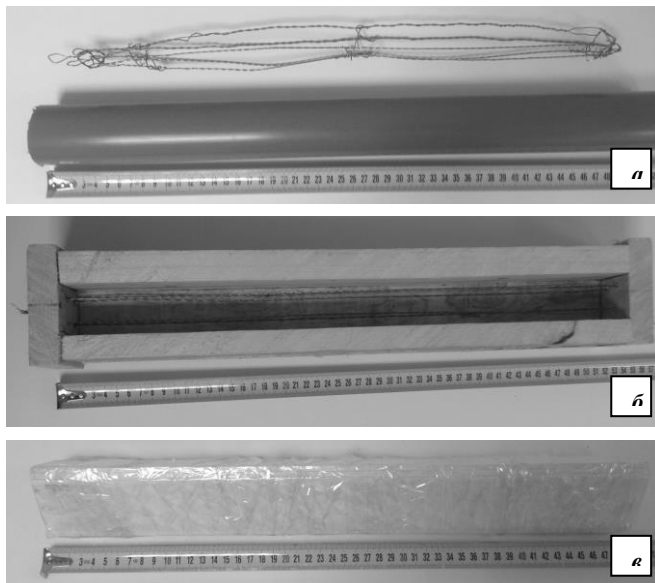


Рис. 2 Формы для изготовления анкеров с круглым поперечным сечением (а), с квадратным поперечным сечением (б), с треугольным поперечным сечением (в)

способность (см. рис. 1). Для обеспечения прямых наблюдений деформации грунта в околоанкерном пространстве передняя стенка стенда была выполнена стеклянной.

С целью уточнения влияния формы поперечного сечения анкера на его несущую способность было принято решение изготовить модели одинаковой длины с равной площадью поперечного сечения в форме круга, квадрата и равностороннего треугольника [2]. Для удобства проведения исследований длина анкеров была принята равной 480 мм. Площадь поперечного сечения у всех моделей составила 1684 мм^2 .

При изготовлении форм различной геометрии возникла необходимость в использовании различных материалов. Для изготовления формы для анкера с круглым поперечным сечением была использована пластиковая труба (см. рис. 2, а). Для изготовления формы для анкера с квадратным поперечным сечением были

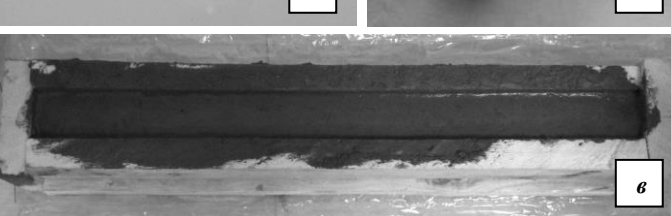


Рис. 3 Заливка раствора в формы для изготовления анкеров с круглым поперечным сечением (а), с треугольным поперечным сечением (б), с квадратным поперечным сечением (в)



Рис. 4 Модели анкеров

использованы деревянные доски (см. рис. 2, б). Для изготовления формы для анкера с треугольным поперечным сечением были использованы пластиковые панели (см. рис. 2, в).

При изготовлении моделей были использованы следующие материалы: цемент марки М400, песок средней крупности, стальная проволока класса 2 диаметром 0,9 мм. Для всех моделей анкеров был изготовлен пространственный проволочный каркас, который состоял из продольной арматуры длиной 550 мм, скрепленных в поперечной плоскости между собой в трёх местах одиночной проволокой. Продольная арматура была изготовлена из отрезков проволоки длиной 1100 мм, сложенных пополам и скрученных между собой для улучшения сцепления с цементным раствором. Отобранный для подготовки раствора песок средней крупности для удаления наиболее крупные частицы предварительно был просеян через сито с ячейей размером 2 мм. Песок и цемент в соотношении 1:1 тщательно перемешивался в сухом состоянии. Это обеспечило более качественное перемешивание составляющих раствора при добавлении воды и понизило вероятность образования комков.

После размещения в форме пространственного проволочного каркаса, она заполняется до заранее установленных отметок подготовленным раствором (см. рис. 3, а-в). В процессе заполнения раствором заданного объема возвратно-поступательными движениями форму встряхивают и постукивают по её стенкам для уменьшения объёма воздушных пор и лучшей наполняемости раствором. Часть подготовленного раствора использовалась для контроля процесса сушки и размещалась рядом с формой.

Сушка моделей в формах осуществлялась в течение пяти дней. После извлечения из форм было отмечено высокое качество боковой поверхности моделей, изготовленных в пластиковых формах. Модель с поперечным сечением в форме квадрата имела визуально различимые неровности поверхности и ряд поперечных трещин. Опыт изготовления модели с квадратной формой поперечного сечения был повторён. С целью недопущения образования трещин в цементный раствор было добавлено жидкое стекло. Тем не менее, на готовом образце так же было отмечено образование поперечных трещин, хотя и в меньшем количестве. Подробное изучение трещин показало, что

трещины, образовавшиеся на модели, изготовленной из цементно-песчаной смеси без добавок, оказались поверхностными, и поэтому не влияют существенным образом на её характеристики. В случае добавления в раствор жидкого стекла, хотя общее число трещин уменьшилось, они глубже проникли в тело модели. Так же была отмечена низкая прочность изготовленного образца.

Литература

1. Грузин А.В., Грузин В.В., Абраменков Э.А. Грунтовые среды в условиях статического и динамического нагружения. Монография. - Омск: Издательство ОмГТУ, 2009. – 135 с.
2. Грузин А.В., Грузин В.В. Анализ удельной несущей способности свай с различной формой поперечного сечения. // Актуальные проблемы современности: Международный научный журнал. – Караганда: Болашак-Баспа, 2009. – №12(46). – С. 27–30.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ УПЛОТНЕНИЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.Д. Коновалова, А.В. Бугаёв, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В связи с освоением новых месторождений углеводородов в сложных инженерно-геологических и природно-климатических условиях задача предотвращения неконтролируемых осадок и уменьшения предельных деформаций грунтов оснований возводимых зданий и сооружений сохраняет свою актуальность в полной мере. Так, например, максимальная абсолютная осадка основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов не должна превышать 200 мм, а относительная осадка основания под днищем, равная отношению разности осадок двух смежных точек к расстоянию между ними, не должна превышать 0,005 [4]. Для уменьшения величины осадки грунтов основания действующими нормативными документами предусматривается обязательное их уплотнение [3, 5]. Ранее выполненными исследованиями было установлено влияние влажности грунта на его уплотнение статическими и динамическими нагрузками (см. рисунок 1) [1,2,6]. Принимая во внимание, что для устройства грунтовых оснований резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов предлагается использовать песок средней крупности [3], стоит отметить тот факт, что не оговаривается непосредственно методика его подготовки, а даётся ссылка на действующие нормативные документы [5]. Тем не менее, резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов характеризуются такими особенностями, как широкий диапазон изменения величины нагрузки на грунты основания и относительно высокая скорость её изменения, что повышает требования как к качеству уплотнения грунта в частности, так и к общей подготовке песчаного основания в целом.

На примере нагрузок, возникающих в грунтах основания при эксплуатации резервуара РВС-50000, было принято решение о проведении экспериментальных исследований. Данные исследования направлены на уточнение влияния влажности грунта на его уплотнение под действием нагрузок, возникающих в грунтовом

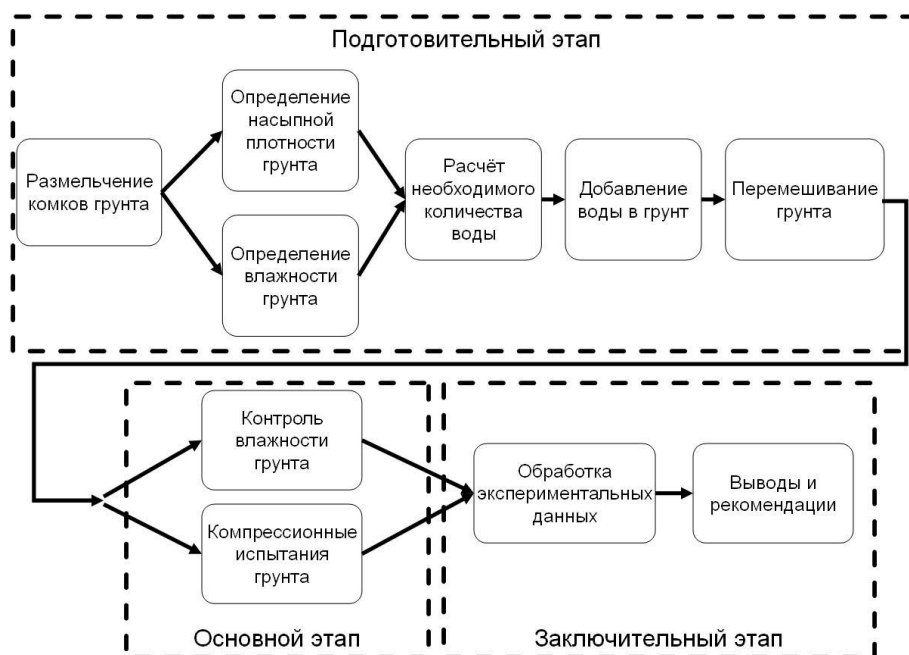


Рис.1 Методика проведения исследований

основании резервуара РВС-50000. В ходе выполнения экспериментов было запланировано решение следующих задач: разработка методики проведения экспериментальных исследований; определение состава лабораторного оборудования и необходимых материалов для проведения исследований; проведение исследований по отработанной методике на имеющемся оборудовании; обработка данных, полученных в ходе экспериментальных исследований; разработка рекомендаций, направленных на совершенствование технологии подготовки грунтового основания резервуара РВС-50000.

Разработанная методика экспериментальных исследований (см. рис. 1) позволила уточнить перечень оборудования, приборов и расходных материалов, необходимых для работы.

В исследованиях были использованы следующие приборы и материалы: комплект оборудования для проведения компрессионных испытаний грунта, галогенный анализатор влагосодержания, прецизионные весы (820 г/0,01 г), ёмкость с песчаным грунтом, совок для отбора проб грунта, пипетка, шпатель-пробоотборник, фарфоровая чашка (см. рис. 2, а). В качестве грунта был использован аллювиальный песок



Рис.2 Приборы и оборудование для подготовки грунта (а); проведение компрессионных испытаний песчаного грунта (б)

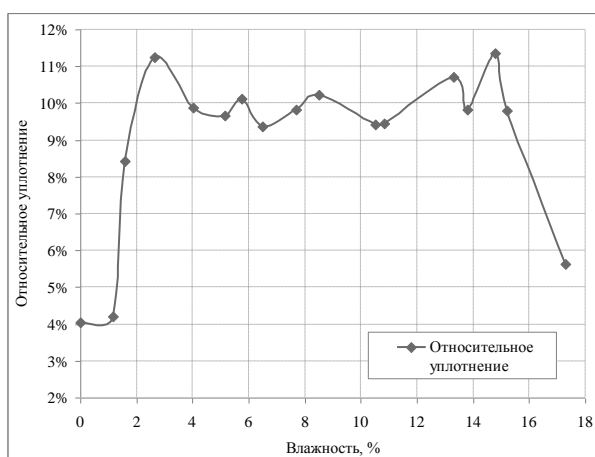


Рис.3 Влияние влажности на уплотнение песчаного грунта статической нагрузкой

значений влажности песчаного грунта от $W=2\%$ до $W=15\%$ величина относительного уплотнения его скелета остаётся практически неизменной и равной 10%. При дальнейшем росте влажности грунта (свыше $W=15\%$) величина относительного уплотнения его скелета уменьшается;

3. наличие диапазона значений влажности песчаного грунта от $W=2\%$ до $W=15\%$, в котором степень уплотнения песчаного грунта максимальна и практически постоянна, позволяет: расширить временной

средней крупности.

В ходе выполненных по предложенной методике экспериментальных исследований были получены данные о влиянии влажности песчаного грунта на его уплотнение статической нагрузкой. Были выполнены компрессионные испытания песчаных грунтов с влажностью W в диапазоне от 0% до 17% (см. рис. 3)

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы и сформулировать предварительные рекомендации:

1. разработанная методика и использованный перечень оборудования позволили уточнить влияние влажности грунта на его уплотнение;

2. в ходе экспериментальных исследований было установлено, что с ростом влажности грунта от $W=0\%$ до $W=2\%$ величина относительного уплотнения его скелета возрастает от 4% до приблизительно 10%. В диапазоне

диапазон проведения работ по уплотнению грунта после его увлажнения; снизить требования к равномерности увлажнения грунта, как по глубине, так и по площадке уплотнения.

Литература

1. Бартоломей А.А. Механика грунтов. М.: АСВ, 2003. – 304с.
2. Потапов А.Д., Платов Н.А., Лебедева М.Д. Песчаные грунты: Научное издание. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 256 с.
3. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 куб.м. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 141 с.
4. СНИП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий / Госстрой России. – М.:ФГУП ЦПП, 2006. – 66 с.
5. СНИП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты / Госстрой России. – М.:ФГУП ЦПП, 2004. – 74 с.
6. Ставницер Л.Р. Деформации оснований сооружений от ударных нагрузок. М.: Издательство литературы по строительству, 1969. – 201с.

ВЛИЯНИЕ ТИПА ГРУНТА НА ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА

Н.Н. Урустемов

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия является страной с самой большой протяженностью трубопроводов в мире. Общая протяженность превышает 250 тыс. км. Важной задачей на сегодняшний день для нефтегазовых компаний является обеспечение безопасности трубопроводного транспорта. Особую трудность представляют подземные части магистральных трубопроводов, которые были проложены в сложных климатических условиях. Отказы и аварии трубопроводов, проложенных в данных условиях, происходят, наряду с другими факторами, из-за их чрезмерного изгиба, который сопровождается нестабильным положением системы грунт-труба-жидкость (газ) и неравномерной осадкой. Для предотвращения аварий трубопроводов, которые могут случиться из-за их чрезмерных изгибов, устанавливаются климатические условия, параметров эксплуатации, влияние грунтов, а также находят потенциально опасные участки. Для нахождения этих участков, наряду с техническими средствами, осуществляют расчетным путем из решения задачи прочности и устойчивости. В виду выше сказанного сложность и актуальность данной темы очевидна.

Целью данной работы является моделирование влияния типа грунта на изменение напряженно-деформированного состояния стенки трубопровода, учитывающего различные характеристики грунта. Для достижения поставленной цели формулируются следующие задачи: рассчитать нагрузки, действующие на стенку трубопровода, построить расчетную модель в САЕ – среде ANSYS Workbench. Для расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводов рассматриваются 3 типа грунтов, в зависимости от характера изменения свойств под воздействием внешних сил: недеформируемые, упругие и пластичные среды. Недеформируемые среды не изменяют свой объем при воздействии внешней силы. Упругие среды изменяют свой объем линейно и полностью восстанавливаются после ликвидации действующей силы. Пластичные среды деформируются и остаются в этом изменении объема. Вместе с тем, чтобы найти как будет изменяться состояние грунта используют наиболее простые расчетные модели грунтов: для расчетов конечных напряжений и стабилизированных осадок – теории линейного деформирования грунта; для расчетов развития осадок во времени – теории фильтрационной консолидации грунта; для расчетов несущей способности, прочности, устойчивости и давления грунта на ограждения – теории предельного напряженного состояния грунта. В качестве исходных данных к расчету напряженно-деформированного состояния трубопровода было взято типичное проектное решение, основанное на технических требованиях СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. Общие параметры трубопровода: внутренний диаметр d – 530 мм., толщина стенки δ – 11мм., длина трубопровода L – 12м., глубина залегания по верхней образующей h_0 – 1,5 м., плотность природного газа ρ_r – 0,770 кг/м³, рабочее давление P – 8,5 Мпа. Характеристики первого грунта: тип – песок мелкозернистый, удельный вес γ – 19000 Н/м³, угол внутреннего трения $\phi_{гр}$ – 24°, модуль деформации E – 48 Мпа, сцепление грунта c – 0. Характеристики второго грунта: тип – глина мягко-пластичная, удельный вес γ – 18000 Н/м³, угол внутреннего трения $\phi_{гр}$ – 0°, сцепление грунта c – 21. После расчета всех геометрических параметров исследуемого участка трубопровода, необходимо задаться нагрузками, действующими и со стороны грунта, и со стороны транспортируемого продукта, изоляционного покрытия и металла трубы, а также давлением, действующим на внутреннюю поверхность стенки. Все расчеты проведены согласно исходным данным, а также рекомендациям по проверке прочности и устойчивости магистральных газопроводов. Одна из особенностей данного расчета состоит в использовании соотношений, дающих величину в размерностях силы - Н. Это связано с тем, что моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода проводилось в среде ANSYS Mechanical, где данный вид нагрузок удобнее задавать в размерностях силы.

Результаты, полученные по расчетной модели в САЕ – среде ANSYS Workbench, представлены на рисунках 1,2,3,4. На рисунках 1 и 2 – по расчету НДС трубопровода в упругой среде (песчаник), на рисунках 3 и

4 – по расчету НДС трубопровода в упруго-пластичной среде (глина). По осям абсцисс указаны точки длины трубопровода в м, по осям ординат – эпюры напряжения в Ньютонах и деформации в метрах.

Участки трубопровода, расположенные в зоне перехода слабых грунтов и грунтов, обладающих достаточно большой несущей способностью, характеризуются повышенным уровнем напряжения, что может привести к аварийным ситуациям.

Корректное задание модели грунта при расчете трубопровода является основной задачей при моделировании подземных трубопроводов, так как именно характеристики грунта (механические свойства) определяют напряженно-деформированное состояние магистральных трубопроводов.

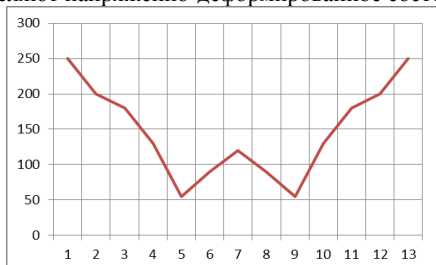


Рис. 1. Эпюра напряжения, возникающее в трубопроводе в упругой среде

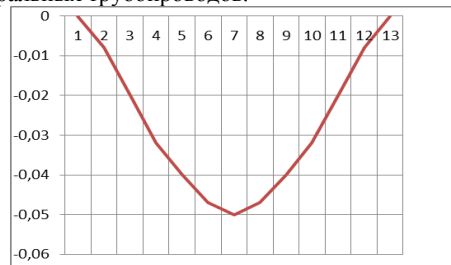


Рис. 2 Эпюра деформаций, возникающих в трубопроводе в упругой среде

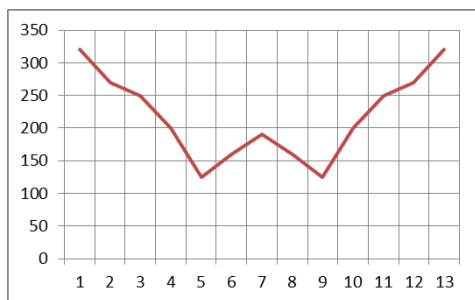


Рис. 2. Эпюра напряжения, возникающая в трубопроводе в упруго-пластичной среде

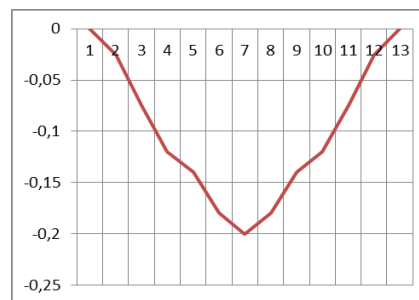


Рис. 3. Эпюра деформаций, возникающая в трубопроводе в упруго-пластичной среде

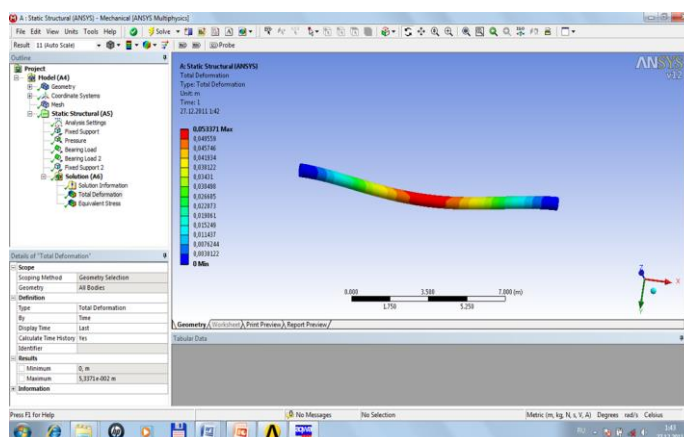


Рис. 5. Модель трубопровода в Ansys Workbench

В ходе данной работы были рассчитаны нагрузки, действующие на стенки трубопровода, построена расчетная модель в САЕ – среде ANSYS Workbench (см. рис. 5) и построены графики по полученным результатам.

Литература

1. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. В.Е. Губин, П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов. Изд-во «Недра». 1968 – 154 стр.
2. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Уфа. ООО «Дизайн Полиграф Сервис». 2002 – 658 стр.

3. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».
4. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. М. Недра. 1995 – 245 стр.
5. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов/А.А. Коршак, А.М. Нечваль – СПб.: Недра, 2008 – 486 с.: ил.
6. Технология сооружения газонефтепроводов. Под ред. Г.Г. Васильева Т.1.: Учебник. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632с.

НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ БАЛЛАСТИРОВКЕ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

В.Е. Быковский, Э.Н. Михайлова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального газопровода однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. Эти нагрузки изменяются в зависимости от характеристик окружающей среды, параметров перекачиваемого продукта и т.д. Для линейной части трубопроводов основными являются из нагрузок давление грунта, внутреннее давление, собственный вес труб и продукта, и воздействий – температуры, пучение и просадка грунта, давление оползающих грунтов.[1]. Проблема обеспечения устойчивости магистрального газопровода на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации является важнейшей требующей для своего обобщения мирового и отечественного опыта эксплуатации магистрального газопровода в разнообразных условиях, разрешения проведения комплексных исследований, анализа созданных технических решений по методам закрепления и прокладки закрепления трубопроводов.[2]

Цель работы - компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния линейной части магистрального газопровода «Майя-Табага-Чурапча-Ытык-Кюель» в Республике Саха (Якутия). В связи со сложными и разнообразными геологическими, геокриологическими и геоморфологическими условиями прохождения трассы газопровода «Майя-Табага-Чурапча-Ытык-Кюель» (многолетнемерзлые грунты с многообразными явлениями криогенеза), в проекте предусматриваются: подземная укладка трубопровода, полузаглубленная и наземная в обваловке на участках трассы, сложенных подземными «погребенными льдами». Выполнение прочностных расчетов с учетом действительных условий работы трубопровода является основным элементом, обеспечивающим поддержание его высоконадежной работы. Основная задача расчета магистрального трубопровода на прочность является определение напряженно-деформированного состояния, обусловленного нагрузками, возникающими от внешних источников. Участок магистрального газопровода проходит по территории распространения многолетнемерзлых грунтов с абсолютной минимальной температурой от – 64 до –66⁰С, поэтому трубы используются северного исполнения. Для закрепления газопровода на проектных отметках и предотвращения всплытия на обводненных участках, в проекте, в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*, ВСН 007-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкция и балластировка», предусмотрены следующие способы и средства балластировки:

- железобетонными грузами;
- минеральным грунтом разработки.

На обводненных участках распространения просадочных грунтов с льдистостью 30-50% (просадочность II типа), на всех водотоках по уровню 1%УВВ-утяжелителями 1-УБКМ-426-9 ТУ 102-421-86 весом комплекта 1,320 т, объемом V=0,55 м³, железобетонными седловидными грузами АСГ-300 ТР-796-6 весом комплекта Р=0,3 т, объемом V=0,14 м³. Средний шаг установки утяжелителей 1 УБКМ-426-9 весом 1,32 т составляет 6,37 метра (рис. 1), железобетонных седловидных грузов весом 0,3 т, составляет 2,0 метра.



Рис. 1. Схема балластировки трубопровода утяжелителем типа 1-УБКМ-426-9

Для определения в стенке трубы напряжений и установления диапазона изменения численных характеристик процессов, влияющие на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность), возникающих при балластировке трубопровода в многолетнемерзлых грунтах.

Исследуется участок трубопровода со следующими параметрами:

- диаметр – 400 мм;
- толщина стенки – 8 мм;
- внутреннее давление – 5,5 МПа;
- марка стали – 09Г2С.

Для этого принимаются допущения, относящиеся к самому простому из возможных вариантов взаимодействия трубы и контактирующего с ним балластирующего устройства: перемещения по осям Z и Y отсутствуют.

На рисунке 2 показан результат расчета действия касательных сил на участок трубопровода, полученный с помощью программы ANSYS. На рисунке 3 показана интерпретация данного результата в графическом виде.

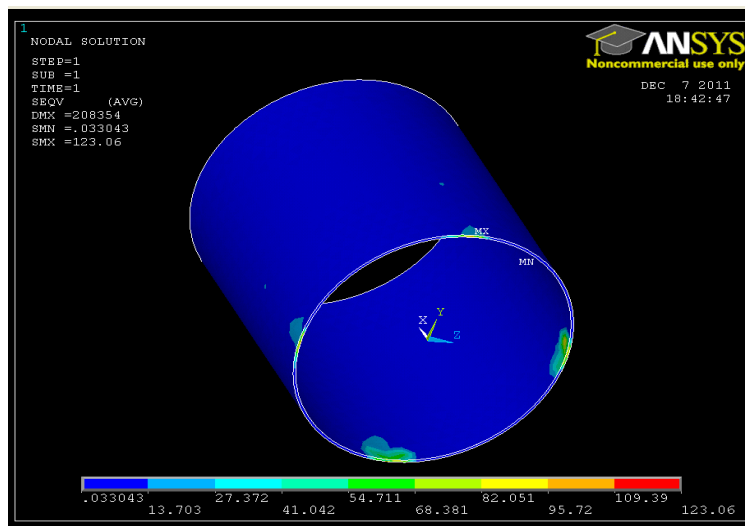


Рис. 2 Напряжения по Мизесу

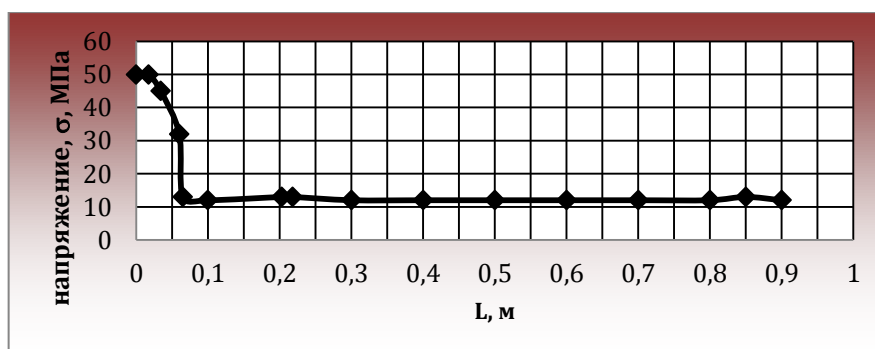


Рис. 3 Распределение напряжений (σ) по длине (L) трубопровода по оси X

Полученные и представленные на рисунке 3 результаты позволяют сделать следующий вывод: изменение значений напряжений, возникающих при балластировке трубопровода, не достигают величины предела текучести стали 09Г2С (350 МПа).

В условиях многолетней мерзлоты напряжения в трубопроводе, возникающие при проявлении экзогенных процессов, близки к значению предела текучести стали, что снижает уровень надежности магистрального газопровода, поэтому необходимо применять балластирующие устройства, при этом напряжения в трубопроводе в несколько раз будут меньше значения предела текучести стали.

Литература

1. П.В. Бурков, С.П. Буркова, А.В. Кузнецов. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов в мерзлом грунте на сильно обводненных участках // Горное машиностроение: Сборник материалов. Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. - №0В2. – 448с. – М.: изд. «Горная книга». – с. 166 - 171.
2. Рудаченко А.В., Саруев А.Л. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов
3. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / Под общ.ред. Д.Г.Красновского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФЕКТА КОЛЬЦЕВОГО СВАРНОГО ШВА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕПРОВОДА «КУЙБЫШЕВ-УНЕЧА-МОЗЫРЬ – 1»

К.А. Голубева, А.О. Лукьянчикова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным трубопроводам, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Это требует знания факторов, влияющих на изменение прочности металла в процессе сварки, и степени влияния различных дефектов на процесс разрушения металла.[1-3]

Исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода и сосудов под давлением проводились в работах Феклистова С.И., Файрушина А.М., Рождественского В.В. и Камерштейна Л.Г.

Целью данной работы является исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода с дефектом сварного шва в программе ANSYS.

ANSYS является универсальной конечно-элементной программой, применяемой для решения прочностных, тепловых, акустических, гидро- и газодинамических задач.

При производстве сварных деталей и конструкций могут образоваться дефекты различного вида:

- дефекты подготовки и сборки;
- дефекты формы шва;
- наружные и внутренние дефекты.

Одним из самых опасных внутренних дефектов в сварном шве является непровар. Непровар – это дефект в виде местного несплавления в сварном соединении вследствие неполного расплавления кромок или поверхностей ранее выполненных валиков. Непровары в виде несплавления основного металла с наплавленным представляют собой тонкую прослойку оксидов, а в некоторых случаях – грубую шлаковую прослойку между основным и наплавленным металлом. Причинами образования непроваров в корне шва кроме указанных выше могут быть: недостаточный угол скоса кромок; большая величина их притупления; маленький зазор между кромками свариваемых деталей; большое сечение электрода или присадочной проволоки, укладываемой в разделку шва, что значительно затрудняет расплавление основного металла.[1, 2]

Для решения поставленной цели изучена проектная документация по объекту МН «Куйбышев-Унеча-Мозырь - 1» км 597,4-597,845.[3]. Заменяемый участок МН «Куйбышев-Унеча-Мозырь - 1» расположен в Тамбовской области, Пичаевском районе.

Климат рассматриваемой территории умеренно-континентальный, с теплым летом и холодной зимой. Грунты сложены супесью, суглинком, глиной.

Монтаж проектируемого участка линейной части магистрального трубопровода (ЛЧ МН), протяженностью 110 м по пикетам (ПК0+39,0-ПК1+49,00), укладываемого в русле водотока (река Кошма) предусмотрено выполнить протаскиванием.

Монтаж остальных участков ЛЧ МН общей протяженностью 470,76 м предусмотрено выполнить с бровки траншее.

Величина заглубления проектируемого участка ЛЧ МН принята не менее 1,0 м от поверхности земли до верха балластирующего устройства или верхней образующей трубы.

Техническая характеристика МН «Куйбышев-Унеча-Мозырь-1» основная нитка DN1000, принятая на основании задания на проектирование: проектное давление – 6,0 МПа; диаметр трубопровода – 1020 мм; плотность нефти – 870 кг/м³; фактическая толщина стенки – 14 мм; тип трубы – прямошовная; тип изоляции – битумная, весьма усиленная (не менее 3 мм); глубина залегания трубопровода 1,2 м; грунт – суглинок.

Технические характеристики трубы: марка стали – импорт, 17 Г1С-У; класс прочности трубопровода – К52; временное сопротивление разрыву – 510 МПа; предел текучести – 355 МПа.

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального трубопровода однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. На подземные трубопроводы, проложенные в траншее, действуют постоянная нагрузка от веса грунта засыпки ($Q_{гр}$) и длительная нагрузка от внутреннего давления перекачиваемого продукта.[4-5] Температурные воздействия и воздействия, вызывающие искривление продольной оси трубопровода, в работе не учитываются.

Расчетная схема представлена на Рисунке 1.

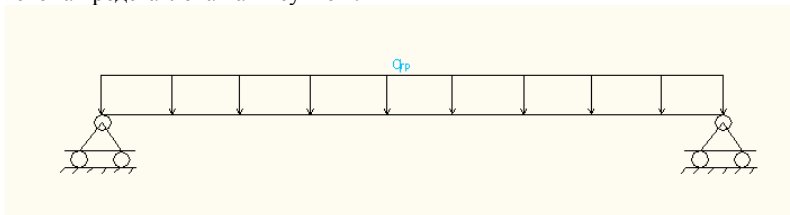


Рис. 1 Расчетная схема трубопровода

Распределение суммарных перемещений и напряжений, полученных в расчете, представлены на Рисунка 2 и 3.



Рис. 2 График изменения напряжений по длине трубопровода



Рис. 3 Суммарные перемещения трубопровода

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Наибольшие напряжения возникают на внутреннем контуре трубы;
2. При формировании непровара в корне сварного шва значения напряжений как от применяемой заделки участка трубопровода, так и от наличия дефекта возросли;
3. Пики напряжений в сварном шве соответствуют границе области дефекта.
4. Суммарные перемещения по длине трубопровода незначительны.

Литература

1. Деев Г.Ф., Пацкевич И.Р. Дефекты сварных швов. - Киев: Наук. думка, 1984. -208 с.
2. 23.040.00-КТН-090-07 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектных секций действующих магистралей нефтепроводов»
3. «Техническое перевооружение участка МН «Куйбышев-Унеча-Мозырь - 1» Кижевато-Никольское (ППМН р. Кошма) км 597,4-597,845».
4. СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия».
5. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ.пособие. –М.: Машиностроение 1, 2004.- 512с.

МОДЕЛЬ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА СО СПЛОШНОЙ КОРРОЗИЕЙ

Р.Д. Корниенко, Е.Ю. Чунарев

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Коррозия металлов — разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой. Для процесса коррозии следует применять термин «коррозионный процесс», а для результата процесса — «коррозионное разрушение». Если коррозия охватывает всю поверхность металла, то такой вид разрушения называется - **сплошной коррозией**. К сплошной коррозии относится разрушение металлов и сплавов под действием кислот, щелочей, атмосферы. Сплошная коррозия может быть равномерной, т. е. разрушение металла происходит с одинаковой скоростью по всей поверхности, и неравномерной, когда скорость коррозии на отдельных участках поверхности неодинакова. Примером равномерной коррозии может служить коррозия при взаимодействии меди с азотной кислотой, железа с соляной кислотой, а цинка с серной кислотой, алюминия - с растворами щелочей. В этих случаях продукты коррозии не остаются на поверхности металла. Аналогично корродируют железные трубы на открытом воздухе. Это легко

увидеть, если удалить слой ржавчины; под ним обнаруживается шероховатая поверхность металла, равномерно распределенная по всей трубе.

Коррозия приводит ежегодно к миллиардным убыткам, и разрешение этой проблемы является важной задачей. Идеальная защита от коррозии на 80 % обеспечивается правильной подготовкой поверхности, и только на 20 % качеством используемых лакокрасочных материалов и способом их нанесения. Наиболее производительным и эффективным методом подготовки поверхности перед дальнейшей защитой субстрата является абразивоструйная очистка.



Рис.1 Процесс коррозионного разрушения металла

Сплошной коррозии подвержены в основном металлы (Fe, Zn, Al, Mg, Ti), имеющие на поверхности тонкий окисный слой. На такой поверхности коррозия появляется вследствие растворения металла в дефектных местах (пора, раковина, царапина, риска и др.).



Рис.2 Дефект трубопровода со сплошной коррозией



Рис.3 Модель трубы с участком сплошной коррозии

На графике разности потенциалов « труба – земля» наблюдается повышение потенциала выше допустимого значения на участке 50-52км.

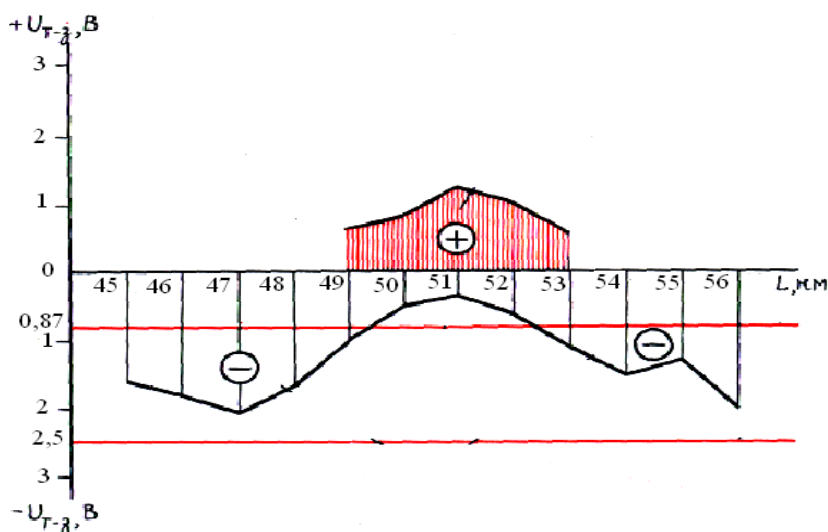


Рис.4. График разности потенциалов «труба – земля»

Литература

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: В2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 494 с.
2. Буровые комплексы: современные технологии и оборудование / под ред. А. М. Гусмана, К. П. Порожского. — Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 592 с.
3. Абубакиров В.Ф. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое: справочное пособие, Т.1. – М: Газпром, 2007. – 732 с.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В СТЕНКЕ ТРУБОПРОВОДА

Н.С. Куделин, П.О. Дедеев

Научный руководитель профессор С.Н.Харламов.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время вопросы оптимизации теплоэнергетических процессов имеют высокую актуальность при решении проблем разработки газоконденсатных месторождений, в проектировании металлоемкого и высокоэффективного оборудования по транспортировке сырья, снижения потерь на трения и теплоотдачу. В данной статье рассматривается применение численного моделирования при расчете тепловых процессов в сечении и в стенке трубопровода.

Научное сообщество широко применяет численные методы для решения различных проблем моделирования процессов турбулентного течения в развивающихся пристеночных слоях [4], детального расчета полей турбулентного течения [2], влияние граничных слоев на структуру течения [3], задач о комплексном физико-математическом моделировании вибро-акустических и гидродинамических процессов в трубопроводах [6], о моделировании движения неньютоновских жидкостей [7], а также в ряде других областей.

Учитывая все вышеуказанные факторы, цель настоящей статьи – создание комплексной математической модели физических процессов, которые происходят в магистральных трубопроводах. Достижение поставленной цели включает в себя выполнение следующих задач: представить численное решение термальной модели трубопровода, образовать связь между термодинамическими, акустическими и гидравлическими процессами, разработать комплексную численную модель, основанную на процессах, описанных выше.

Отметим, что на данный момент прямое численное моделирование возможно только для потоков с относительно низкими числами Рейнольдса. Однако данный метод весьма полезен для описания турбулентной структуры потоков, поскольку способен дать детальную информацию о картине течения и участвовать в оценке эффективности турбулентных моделей [5].

На пути расчетно-теоретического исследования движения жидкости и теплообмена при переменных физических свойствах возникают трудности математического и физического характера. Математические трудности состоят в нелинейности уравнений движения и энергии в случае переменности теплофизических свойств. Эти трудности преодолимы, например, путем использования метода прямого численного моделирования [5] и применения вычислительных машин.

Математической основой настоящей статьи является дифференциальное уравнение теплопроводности в частных производных второго порядка, выраженное в цилиндрических координатах:

$$c_p \rho \frac{\partial U}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial U}{\partial r} \right), \quad (1)$$

где U – функция температурного поля, C_p – теплоёмкость при постоянном давлении, λ – теплопроводность материала, ρ – плотность материала, r – радиус трубопровода, t – время.

Граничными условиями являются условие Коши (2), условие для стенки трубопровода (3), условие симметрии (4):

$$U(r, 0) = U_0, \quad (2)$$

$$U(R, t) = U_w, \quad (3)$$

$$\frac{\partial U(0, t)}{\partial r} = 0. \quad (4)$$

Пуём разложения скалярной функции температурного поля в ряд Тейлора получаем выражения (5), (6):

$$\frac{\partial U}{\partial t} = \frac{U_j^i - U_j^{i-1}}{\tau} + o(\tau), \quad (5)$$

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial U}{\partial r} \right) = \lambda \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial U}{\partial r} \right) = \frac{\lambda}{h^2} \left[\left(0.5 \cdot (r^j + r^{j+1}) (U_{j+1}^i - U_j^i) \right) - \left(0.5 \cdot (r^j + r^{j-1}) (U_j^i - U_{j-1}^i) \right) \right] + o(h^2), \quad (6)$$

где $o(\tau)$ и $o(h^2)$ – бесконечно малые величины первого и второго порядка малости, τ – шаг по временной координате, h – шаг по пространственной координате, $j=1..N$, N – параметр, задающий геометрию накладываемой на сечение трубопровода расчетной сетки. Параметр h задаётся выражением (7)

$$h = \frac{R}{N-1}. \quad (7)$$

Дифференциальное уравнение (1) сводится к виду (8):

$$A_j \cdot T_{j+1}^i + B_j \cdot T_j^i + C_j \cdot T_{j-1}^i = D_j, \quad (8)$$

где A , B , C , D имеют вид (9), (10), (11), (12) соответственно.

$$A_j = -\frac{a \cdot \tau}{r_j \cdot h^2} r^{i+\frac{1}{2}}, \quad (9)$$

$$B_j = \left(1 + \frac{a \cdot \tau}{r_j \cdot h^2} (r^{i+\frac{1}{2}} + r^{i-\frac{1}{2}}) \right), \quad (10)$$

$$C_j = -\frac{a \cdot \tau}{r_j \cdot h^2} r^{j-1}, \quad (11)$$

$$D_j = U_j^{i-1}. \quad (12)$$

Стоит отметить, что точная функция U заменяется сеточной функцией T , а также то, что в данном виде уравнение (1) готово для проведения численного моделирования.

Адекватным представляется использование метода прогонки (TDMA – tridiagonal matrix algorithm), суть которого [8] сводится к выражению (13).

$$T_{j-1}^i = L_j T_j^i + K_j. \quad (13)$$

Пуём подстановки (13) в (8), находят выражения для прогоночных коэффициентов (14), (15).

$$L_j = \frac{-A_j}{B_j + L_{j-1} C_j}, \quad (14)$$

$$K_j = \frac{D_j - C_j K_{j-1}}{B_j + L_{j-1} A_j}. \quad (15)$$

Из граничных условий находим начальные прогоночные коэффициенты (16) и (17), а также выражение для температуры на оси трубопровода 26. На этом этапе модель готова для программной реализации.

$$K[1] = T_w, \quad (16)$$

$$L[1] = 0, \quad (17)$$

$$T[N] = \frac{K[N]}{1 - L[N]}. \quad (18)$$

Численное решение данной задачи осуществляется с привлечением вычислительных машин, а именно интегрированной среды разработки «Lazarus 1.6», зарекомендовавшей себя как мощный конструкторский инструмент со следующими преимуществами: общественная лицензия GPL, широкое применение в различных сферах науки и техники, возможность создания кроссплатформенных приложений [1].

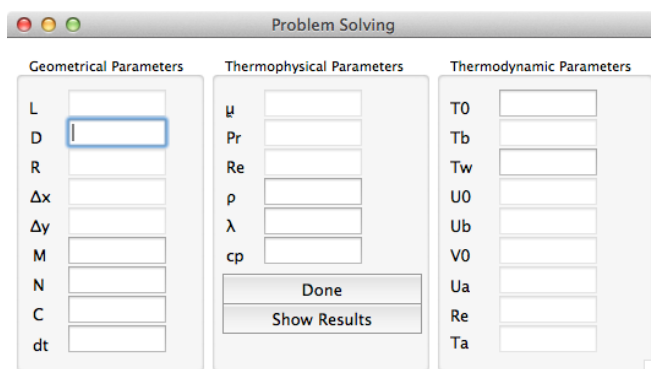


Рис. Основное окно программы решения задачи

Результаты исследования указывают на успешное выполнение упомянутых выше задач: представление численного решения уравнения теплопроводности неявным методом, образование связи между процессами на стенке и внутри трубопровода, разработка комплексной численной модели, описывающей процессы теплопереноса, выполненная в интегрированной среде разработки «Lazarus 1.6».

Перспективным представляется развитие представленной модели с включением механизмов, учитывающих гидродинамику и вибро-акустические эффекты, разработка алгебраических моделей теплообмена при ламинарном или турбулентном течениях для сопряжения с уже выполненными расчетами.

Литература

1. Free Pascal и Lazarus: Учебник по программированию / Под ред. Е.П.Алексеева, О.В. Чесноковой, Т.В. Кучер. – М.: ALT Linux; Издательский дом «ДМК-пресс», 2010. – 440 с.: ил.
2. Kasagi N., Tomita Y., Kuroda A. Direct Numerical Simulation of Passive Scalar Field in a Turbulent Channel Flow. // 3- ASME-JSME Thermal Engineering Joint Conference. – Reno, 1991. – p. 598-606.
3. Marusic I., McKeon B.J., Monkewitz P.A., Nagib H.M., Smiths A.J. Wall-bounded turbulent flows at high Reynolds numbers: Recent advances and key issues. // Physics of Fluids. – Melville, 2010. – doi:10.1063/1.3453711
4. Rai M.M., Moin P. Direct Numerical Simulation of Transition and Turbulence in a Spatially Evolving Boundary Layer. // Journal of Computational Physics. – Amsterdam, 1993. – Vol. 109. – p. 169-192.
5. Алгоритмы при моделировании гидродинамических процессов. / Под ред. С.Н. Харламова. - Томск: Издательство ТПУ, 2008. – 80 с.: ил.
6. Харламов С.Н., Дедеев П.О. Исследование нелинейных взаимодействий акустических и гидродинамических пространственных процессов в трубопроводах сложной формы в режимах их возбуждения. // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, посвященной 50-летию создания Тюменского индустриального института. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. - с. 240-244.
7. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е., Куделин Н.С. Гидродинамика и теплообмен в условиях установившегося неньютоновского течения нефтепродуктов в трубопроводах // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, посвященной 50-летию создания Тюменского индустриального института. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. - с. 244-248.
8. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. / Под редакцией С. Патанкара. – М.: ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ, 1984. – 130 с.: ил.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ЧЕРЕЗ РЕКУ ЧИГАС КМ. 418 «АЛЕКСАНДРОВСКОЕ-АНЖЕРО-СУДЖЕНСК»

Лыонг Тху Хыонг, М.Н. Мадракова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Магистральные и технологические трубопроводы отличаются от других сооружений сложной схемой действующих силовых факторов, следовательно, неопределенностью уровня напряженно – деформированного состояния, масштабностью и т.п.

Повышение надежности трубопроводов становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Весьма важно установить адекватность поведения сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий расчетной схеме, принятой в нормах и правилах, т.е. необходимо исследовать конструктивную надежность трубопроводов.

На первый план решения проблемы о надежности выдвигаются задачи расчета на прочность, устойчивость, долговечность. Для их решения необходимы: информация о нагрузках и воздействиях на

трубопровод, анализ напряженно – деформированного состояния, что в итоге позволит сделать расчеты надежности и ресурса.

Рассматриваемый подводный переход магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск» диаметр (наружный) трубопровода 1220 мм. Давление продукта - 4,76 МПа; прокладка подвального перехода нефтепровода – наклонно-направленное бурение, грунт в зоне прокладки – суглинок, толщина слоя засыпки от верхней образующей трубы 1м, материал – сталь 17Г1С, толщина стенки – 12,5 мм, предел прочности $\sigma_B = 520$ МПа; предел текучести $\sigma_T = 360$ МПа.

При определении надежности трубопроводов Западной Сибири необходимо проанализировать работоспособность подводных переходов нефтепровода. При этом требуется количественно оценить действие сил на напряженно-деформированное состояние конструкции[1,2].

Действие всех сил можно представить как равномерно распределенную нагрузку (рис. 1), что позволяет упростить задачу и провести расчет напряженно-деформированного состояния в программе ANSYS.

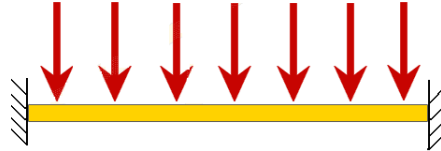


Рис.1. Равномерно распределенная нагрузка

Изменение геометрии трубопровода при длительной эксплуатации в условиях предельного состояния подводного перехода меняет напряженно-деформированное состояние (НДС), что предопределяет необходимость полного анализа величины НДС с учетом физической и геометрической нелинейности системы «труба-вода».

Для определения в стенке трубы напряжений, превышающих допустимые, и установления диапазона изменения численных характеристик процессов, влияющих на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность). При этом принимаются допущения, соответствующие наиболее простому из возможных вариантов взаимодействию трубы и контактирующего с ней воды: в начале и конце трубопровода отсутствуют перемещения по оси Y .

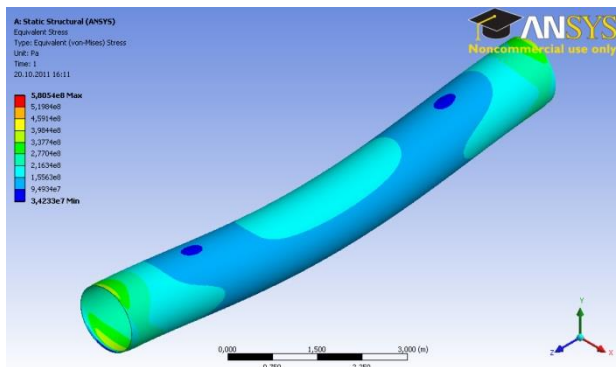


Рис. 2. Напряжения по Мизесу.

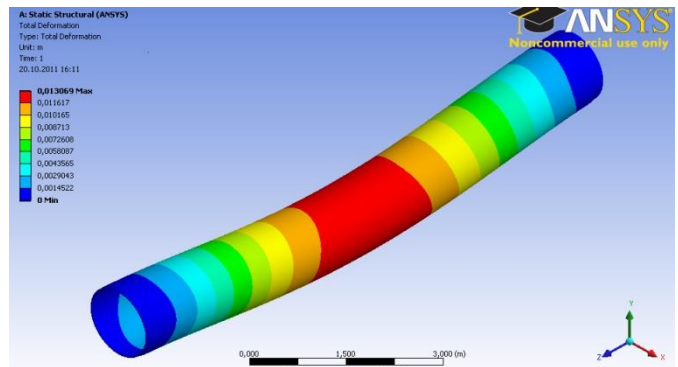


Рис. 3. Деформации по оси Y , возникающая при действии распределенной нагрузки на подводный переход трубопровода.



Рис. 4. Распределение напряжений (δ) по длине (L) участка трубопровода.

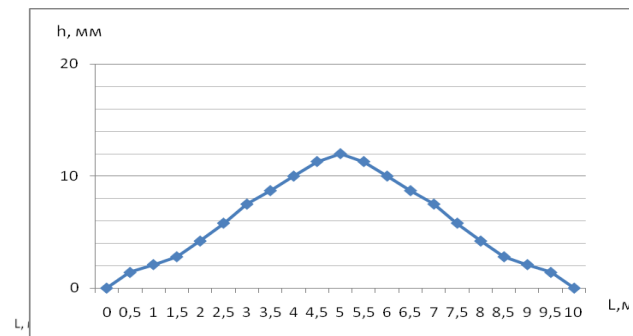


Рис. 5. Распределение деформаций (h) по длине (L) участка трубопровода.

Полученные и представленные на рис. 4 и 5 результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значений напряжений, возникающих при эксплуатации трубопровода, может достигать величин, близких к пределу текучести стали, что снижает уровень надежности трубопровода;
- суммарные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемой нефти, а также гидростатического давления и выталкивающей силы воды;
- изменение условий взаимодействия трубы с окружающей средой (вода) усложняют процессы деформации, что вызывает необходимость более детального исследования напряженно-деформированного состояния нефтепровода с учетом различных физико-механических свойств среды.
- значение максимального напряжения $330 < 360$ Мпа.

Литература

1. Шаммазов А. М., Мугаллимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 237 с.: ил. - ISBN 5-8365-0049-5.
2. П.В. Бурков, С.П. Буркова, В.Ю. Тимофеев, Д.Ю. Черявский, А.А. Ащеулова, О.В. Ключ. Исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода Александровское-Анжеро-Судженск методом конечных элементов.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СВАРНОГО ШВА НА УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА Ф.Ю. Маркаускас

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основным технологически процессом при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте и техническом обслуживании на магистральных нефте-газопроводах является сварка. Одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. При сварке в каждой точке сварного соединения или конструкции возникают напряжения и деформации. В начальный период сварки, когда происходит нагрев металла, и в процессе последующего охлаждения они существенно изменяются по величине, знаку, характеру распределения в том или ином сечении и их принято называть временными. Временные напряжения и деформации по мере охлаждения постепенно переходят в остаточные, которые для большинства конструкционных материалов существуют в металле в течение всего дальнейшего периода эксплуатации.

В результате образования в каждой точке металла деформаций, формируются перемещения свариваемых элементов и за счет этого возникает формоизменение свариваемых изделий. Можно выделить несколько наиболее типичных видов формоизменения, которые проявляются отдельно или в определенных комбинациях друг с другом. Принято различать перемещения в плоскости свариваемых листов - продольное укорочение от продольной усадки металла, поперечное укорочение от поперечной усадки, изгиб в плоскости. Связано это со сложными условиями работы конструкций, обусловленными повышением рабочих напряжений, расширением температурного интервала эксплуатации, работой конструкций в различных агрессивных средах, применением сварки для изготовления конструкций, конфигурация и размеры которых создают возможность возникновения опасных концентраций напряжений и т. д. Последовательность сварки отдельных элементов конструкции может оказывать существенное влияние напряженно-деформированное состояние в связи с изменением условий закрепления свариваемых элементов.

Остаточные напряжения и деформации в сварных изделиях необходимо уменьшать. В настоящее время наука сделала большой прорыв в сварке магистральных трубопроводов. Увеличилась скорость сварки, качество сварных швов. Аварий на магистральных трубопроводах стало меньше.

Целью данной работы является моделирование напряженно-деформированного состояния сварного шва на участке магистрального газопровода в программе ANSYS. ANSYS является универсальным расчётным программным комплексом, основанном на методе конечных элементов, предназначенным для моно- и многодисциплинарных расчётов.

Демонстрация работы программы

Расчет ANSYS

Расчет производился с помощью трехмерного моделирования и решения пространственной задачи определения напряженно-деформированного состояния трубопровода, находящейся под действием внутреннего давления и веса от грунта насыпки. Рассматриваем 1 м длины трубы со сварным швом.

Механические свойства стали: модуль упругости $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па, коэффициент Пуассона $\nu = 0,3$.
Внутренне давление $P = 7,45$ МПа, $p_{cp} = 35054,86$ МПа

Этапы строительства трубопровода в программе

Создание модели

Toolbox-> Analysis systems->Static Structural

Свойства материала (В данной задаче задается изотропный материал с постоянными свойствами)

Engineering Data-> Outline Pane ->Material>Structural steel ->Engineering Data-> Properties Pane

Создание стенки трубопровода

В данной задаче модель создается при помощи геометрических примитивов и автоматического построения сетки.:

Плоскость XYPlane: **Geometry-> Sketching-> Draw-> Rectangle-> Rectangle-> Rectangle-> Ellipse**

Построим сварной шов: Geometry-> Sketching-> Draw-> Rectangle

Построение сетки: Project Schematic-> Model-> Mesh-> Previer Surface-> Mesh Generate

По проделанным операциям получаем решение. Следующий шаг задание нагрузок.

Эквивалентные напряжения по Мизесу

Solution-> Equivalent Stress->Solve

Суммарные перемещения

Solution-> Total Deformation->Solve

Распределение суммарных перемещений и напряжений



Рис 1. График изменения напряжений по длине трубопровода

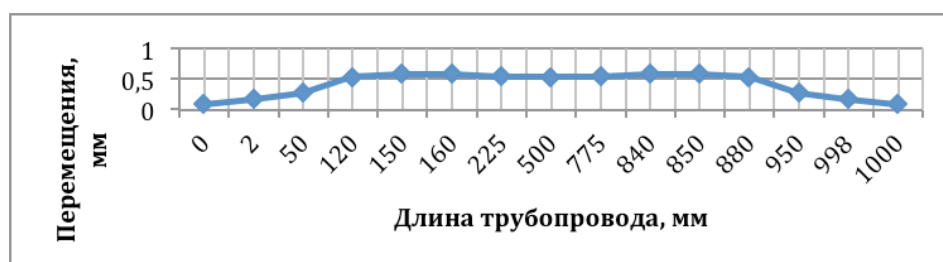


Рис 2. Суммарные перемещения трубопровода

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Наибольшие напряжения возникают на сварном шве;
2. Пики напряжений в сварном шве находятся на кромках;
3. Суммарные перемещения по длине трубопровода незначительны.

Литература

1. Таран В.Д. Сварка магистральных трубопроводов и конструкций. — М. : Недра, 1970. — 384 с.
2. Мустафин Ф.М. Сварка трубопроводов. — Москва.: Недра, 2002. —347 с.
3. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. — М.: Стройиздат, 2000
4. ВСН 012 – 88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. — М.: ВНИИСТ, 1989.
5. РД 153 – 006 – 02. Инструкция по технологии сварки при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. — М.: АО ВНИИСТ, 2002.
6. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ.пособие. —М.: Машиностроение 1, 2004.- 512с.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ЛОПАТОК
ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК**

П. С. Макаренко

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время количество газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинным приводом по суммарной мощности достигло 80 % от общей установленной мощности приводов на газокompрессорных станциях.

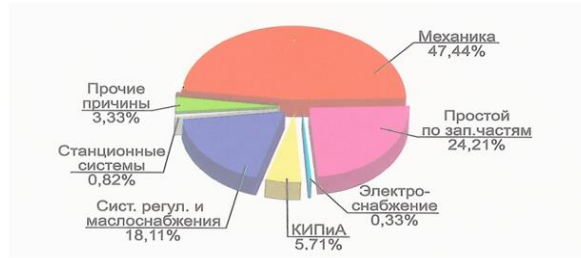


Рис.1 Время вынужденного простоя ГПА за 2011 год

Проведенный анализ эксплуатации ГТУ за 2011 год на территории Российской Федерации, показал, что наибольшая доля вынужденного простоя приходится на отказы узлов и деталей механического оборудования ГПА — 47,4%, длительные простои происходят из-за отсутствия дорогостоящих запасных частей и большой трудоемкостью ремонтов, а именно: разрушение рабочих лопаток осевого компрессора, турбины высокого и низкого давления. Эти разрушения возникают вследствие образования усталостных трещин или попадания в проточную часть посторонних предметов, а так же в результате длительного термического воздействия.

Лопатки турбомашин испытывают действие центробежных сил вращения, аэродинамических сил потока пара или газа. Эти усилия вызывают растяжение, изгиб и кручение рабочей лопатки.

Центробежные силы относятся к стационарным или медленно меняющимся силам и, следовательно, от них зависит статическая кратковременная и длительная прочность лопаток. Эти силы вызывают статическое растяжение, изгиб и кручение рабочих лопаток.

Аэродинамические силы имеют стационарные и переменные составляющие. Первые вызывают статический изгиб и кручение и, как центробежные силы, влияют на статическую прочность, вторые вызывают колебания и определяют вибрационную надежность лопаточного аппарата.

Рабочие лопатки испытывают также температурные воздействия. При переходных режимах (пуск, нагрузка, разгрузка, остановка) в рабочих лопатках турбомашин вследствие неравномерного прогрева или охлаждения возникают температурные напряжения. При повторных переходных режимах температурные воздействия определяют термоциклическую прочность рабочих лопаток.

На рисунке 2 представлена расчетная схема аэродинамических нагрузок и изгибающих моментов.

Ось z проходит через центр тяжести корневого сечения. Распределенная нагрузка, действующую на элемент, заменяется сосредоточенной силой.

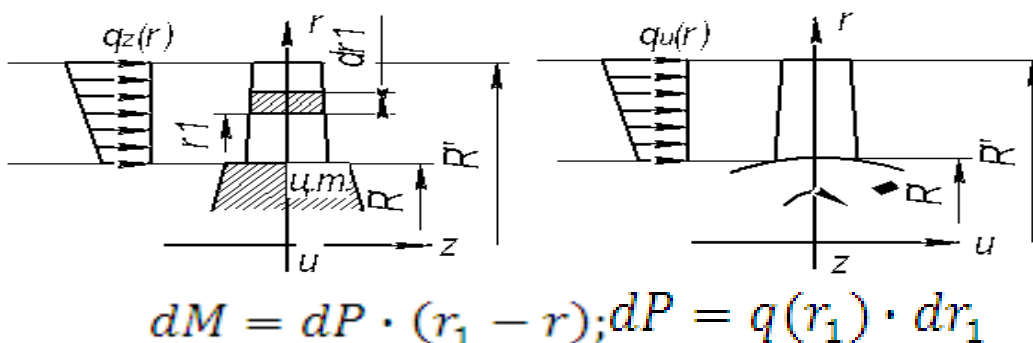


Рис.2 Расчетная схема

Наибольшие напряжения рабочие лопатки испытывают вследствие температурных воздействий, особенно при переходных режимах работы. Наиболее информативным методом определения теплового состояния охлаждаемой лопатки является тепловой расчет в трехмерной постановке. Ввиду его сложности и трудоемкости, а также определенных методических проблем в достоверном определении граничных условий на

стадии проектировочных расчетов в основном используются двумерные расчеты температурных полей в сечениях лопаток.

В настоящее время основным методом численного решения тепловых задач является метод конечных элементов, позволяющий очень точно моделировать геометрию расчетной области и граничные условия. Математически задача сводится к решению уравнения теплопроводности в плоской двумерной постановке с граничными условиями третьего рода (температура среды и коэффициент теплоотдачи на границе расчетной области). В качестве расчетных сечений берутся плоские сечения пера лопатки на нескольких значениях радиуса (обычно от 3 до 7 сечений на пера). Конечно-элементная сетка на расчетной области строится автоматически с использованием пакета программ ANSYS. [1]

Численное решение задачи теплопроводности методом конечных элементов к настоящему времени достаточно хорошо разработано и трудностей не представляет.

При практическом решении конкретных задач основные сложности возникают при задании граничных условий - необходимо в каждом граничном узле сетки задать коэффициент теплоотдачи и температуру среды.

Различают внешние границы расчетной области со стороны газа и внутренние границы со стороны охлаждающего воздуха. Границу со стороны газа разбивают на характерные зоны теплоотдачи (входная кромка, корыто, спинка, выходная кромка), в каждой из которых коэффициент теплоотдачи вычисляется по критериальным зависимостям, полученным в эксперименте. Их общий вид:

$$Nu = A Re^n \quad (1)$$

где Nu - число Нуссельта; Re - число Рейнольдса, A, n - коэффициенты, зависящие от геометрии лопаточной решетки.[2]

В пределах зоны коэффициент теплоотдачи может быть постоянным или изменяться по какой-нибудь простой зависимости. Температура газа во всех зонах задается (по результатам аэродинамического расчета проточной части турбины) равной температуре на входе в лопаточный венец (так как именно через нее вычислялись экспериментальные коэффициенты теплоотдачи, входящие в критериальные зависимости).

Для рабочих лопаток температура газа на корыте задается больше, чем на спинке - с учетом эффекта сегрегации. Для сопловых и рабочих лопаток температура газа задается с учетом радиальной, а для сопловых - и окружной неравномерности температуры газа за камерой сгорания.

Внутренние границы расчетной области со стороны охлаждающего воздуха также разбиваются на характерные зоны, коэффициент теплоотдачи в которых вычисляется по критериальным зависимостям аналогичного вида.

Лопатки с пленочным (заградительным) охлаждением имеют свои особенности расчета. Наличие отверстий перфорации и теплосъем в них учитывается или введением дополнительных зон теплоотдачи внутри расчетной области в местах расположения рядов перфорации или заданием в этих местах стоков тепла. Влияние выдуваемого воздуха на теплоотдачу со стороны газа учитывается снижением температуры газа вблизи поверхности лопатки, которое численно характеризуется значением эффективности пленки:

$$\Theta = (T_f - T_{fl}) / (T_f - T_b). \quad (2)$$

Θ как функция параметров выдува и расстояния от ряда перфорации, вычисляется по эмпирическим формулам.[3]

Теплозащитное покрытие, наносимое на внешнюю поверхность лопатки, в расчете учитывается или непосредственно построением на нем конечно-элементной сетки или пересчетом коэффициента теплоотдачи со стороны газа по формуле:

$$\alpha = (1/\alpha + \delta/\lambda) - 1 \quad (3)$$

где δ и λ - толщина и теплопроводность теплозащитного покрытия.

Для определения температурного состояния лопатки на переходных режимах проводится нестационарный расчет. Граничные условия задаются такие же, как в стационарном расчете, но как функция времени. При этом не рекомендуется пользоваться квазистационарными граничными условиями, так как запаздывание температуры охлаждающего воздуха может достигать величины, соизмеримой с постоянной времени лопатки, а относительный расход охлаждающего воздуха на переменных режимах может отличаться от стационарного на 10... 15%. Расчеты показывают, при переходном и номинальном режимах работы, особенно при переходном режиме на рабочие лопатки газотурбинных установок действуют нагрузки близкие к предельным. Поэтому оценка напряженно-деформированного состояния и определение наиболее нагруженных участков рабочей лопатки является важным фактором в определении условий безопасной эксплуатации газоперекачивающих агрегатов. Данные расчеты позволяют проводить исследования в области применения новых систем охлаждения внутренней полости лопаток, а так же исследовать новые высокожаропрочные никелевые сплавы, обладающие удовлетворительной коррозионной стойкостью.

Литература

1. Dailey, G.M. Design and Calculation Issues. Aero-Thermal Performance of Internal Cooling Systems in Turbomachines. Lecture Series 2000-03. Von Karman Institute for Fluid Dynamics, 2000.
2. Иванов М.Я., Почуев В.П. Проблемы создания высоко-температурных турбин современных авиационных двигателей. Конверсия в машиностроении, №5, 2000.
3. А.Г. Костюк, Динамика и прочность турбомашин: Учебник для вузов – Москва: Издательский дом МЭИ 2007. – 311 с.

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА С РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИЕЙ ДЛЯ ВОДОВОДА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ В ПРОГРАММНОЙ СРЕДЕ ANSYS

Н.В. Нимаева

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для расчетов был выбран трубопровод водовода высокого давления, на котором при проведении технического диагностирования в 2004 году были выявлены области с явно выраженной канавочной (ручейковой) коррозией по нижней образующей трубы. Краткая характеристика выбранных для расчета трубопроводов показана в табл. 1 и табл. 2. Исходные данные для построения и расчета модели трубы водовода высокого давления с коррозией показаны в табл. 3.

Таблица 1

Общие сведения

Наименование трубопровода	Водовод высокого давления Врезка куста 18-куст 18
Владелец	ОАО «Томскнефть» ВНК
Местонахождение	ЦЭРЛАТ-2, Первомайское местонахождение

Таблица 2

Проектно-технические характеристики трубопровода

Наименование трубопровода	Категория трубопровода	Длина, (м)	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее давление, (Мпа)	Марка стали	Диаметр, (мм)	Толщина стенки, (мм)	Тип изоляции
Водовод высокого давления Врезка куста 18-куст 18	II	800	1991	21,0	20	168	12,0	лента ПВХ

Таблица 3

Исходные данные для построения и расчета модели трубы водовода высокого давления с коррозией

Рабочее давление, (Мпа)	Диаметр трубы, (мм)	Толщина стенки трубы, (мм)	Марка стали трубы	Максимальная глубина ручейковой коррозии, (мм)	Ширина коррозионного повреждения трубы, (мм)
21,0	168	12,0	20	4,8	40

При решении данной задачи для повышения точности результатов использовался метод Preconditioned Conjugate Gradient.

В результате расчетов получают распределения напряжений в образце представленные на рис. 1, 2 – для дефекта с глубиной 4,8 мм и шириной 60 мм и рис. 3, 4 – для дефекта с глубиной 4,8 мм и шириной 25 мм.

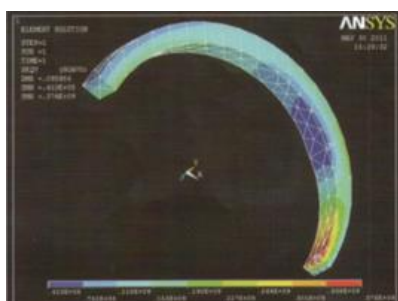


Рис.1 Распределение напряжений в образце под воздействием внутреннего давления с максимальной шириной коррозионной области (60 мм).

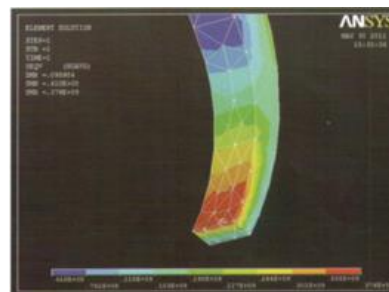


Рис.2 Распределение напряжений в образце под воздействием внутреннего давления в районе дефекта (ручейковой коррозии) с максимальной шириной коррозионной области (60 мм).

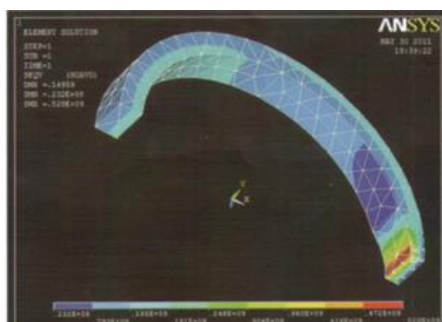


Рис.3 Распределение напряжений в образце под воздействием внутреннего давления с минимальной шириной коррозионной области (25 мм).

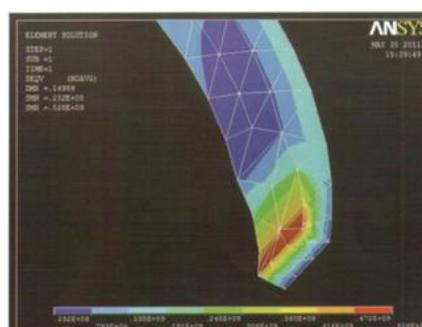


Рис.4 Распределение напряжений в образце под воздействием внутреннего давления в районе дефекта (ручейковой коррозии) с минимальной шириной коррозионной области (25 мм)

Из расчетов видно, что максимальные напряжения в трубе опять же возникают в области ручейковой коррозии с наименьшей остаточной величиной стенки трубы. В данном случае максимальное напряжение металла составляет 376 МПа (для ширины ручейковой коррозии 60 мм).

При ширине ручейковой коррозии равной 25 мм, максимальное напряжение металла составляет 528 МПа.

Из проведенных расчетов можно сделать вывод, что при уменьшении ширины ручейковой коррозии, при одной и той же глубине и других равных условиях, возникают большие напряжения металла в дефектной области с наибольшим уточнением.

Для водовода высокого давления расчетные максимальные напряжения металла (376 МПа и 528 МПа) выше предела текучести для стали 20, а в последнем расчете напряжение металла выше временного сопротивления стали 20. Следовательно, можно сказать, что на водоводе высокого давления с рабочим давлением 21 МПа и размерах ручейковой коррозии шириной 25 мм и глубиной 4,8 мм возможно разрушение стенки трубы, труба не выдержит рабочего давления.

Программный комплекс ANSYS позволяет получать наглядные картины распределения возникших напряжений в детали при воздействии на нее каких либо сил. В этом мы убедились на примере расчета реальных стальных трубопроводов с ручейковой коррозией. На основании проведенных расчетов можно анализировать и предполагать возможное разрушение участка трубы под воздействием внутреннего давления.

Так же в программном комплексе ANSYS можно моделировать различные условия для трубопроводов – рабочее давление, размер дефектов, трубы с разными диаметрами и т.д., после расчетов сравнить, как изменяются напряжения металла в тех или иных случаях, и строить различные зависимости.

Литература

1. Буркова С.П. Основы компьютерных технологий решения задач проектирования и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – Томск: Издательство ТПУ, 2007. – 53 с.
2. ГОСТ Р 53383-2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. (Hot-deformed seamless steel pipes. Specifications).
3. ANSYS 14.5 Расчетные возможности // Интернет издание Cadfem-cis.ru, 2014. URL: http://www.cadfem-cis.ru/fileadmin/data/file/content_prod/ansys/Cadfem_ANSYS%2014.5.pdf (дата обращения 09.01.2014)

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СВАРНОГО ШВА НА УЧАСТКЕ МАГИСТРАННОГО ГАЗАПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ОСАДКА СЛАБОСВЯЗАННЫХ ГРУНТОВ

До Тхи Тху Хиен, К.Г. Калмыкова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объективными особенностями газопроводной сети России являются сложные природно-климатические условия эксплуатации, оказывающие негативное воздействие на функционирование газопроводов, что увеличивает риск экологической и технической безопасности. В процессе эксплуатации газопроводов в результате действия нагрузок, не предусмотренных проектом, могут возникать различные, в том числе и существенные, отклонения напряженно-деформированного состояния (НДС) от проектного. К существенному изменению НДС может приводить изменение пространственного положения газопровода [2]. Этому способствует осадка грунта, которая возникает за счет заполнения пустот, оставшихся после завершения

возведения насыпи: уплотнение за счет оттока излишней влаги; уплотнение - под действием веса самого грунта и вибрации газопровода [1].

Целью данной работы является изучение поведения газопровода в условиях осадки слабосвязанных грунтов, а также исследование его напряженно – деформированного состояния.

Допустим, что газопровод уложен в слабом водонасыщенном грунте. В водонасыщенном грунте осадка выявляется в предположении уплотнения грунта под трубой. На основе механики грунтов известно, что полностью водонасыщенный грунт можно рассматривать как двухфазную систему, уплотняемость которой определяется отфильтровыванием воды из пор скелета грунта под воздействием уплотняющей нагрузки.

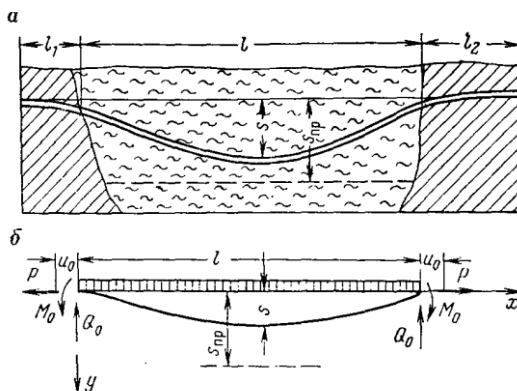


Рис. 1 Перемещение типа осадка: а - общий вид; б – схема

Пусть предельная осадка газопровода S_{np} , называемая стабилизированной. S_{np} по длине трубопровода показана пунктирной линией на рис. 1. Если бы слабый грунт равномерно распределялся по всей длине газопровода, то и осадка была бы по всей длине одинакова. Однако на практике наиболее характерно чередование слабых грунтов, обладающих близко большой несущей способностью. В середине участка слабого грунта осадка могла бы достичь предельного значения S_{np} . Газопровод на участке I изгибается. Поскольку удлинение труб возможно только вследствие их растяжения на участке I и прилегающих к нему участках II и I2, то в трубах возникает растягивающая продольная сила P , и участок I начинает работать как жесткая нить. Действительная осадка S оказывается действительно меньше S_{np} . В трубах появляются напряжения от продольной силы, изгиба под действием давления вышележащего грунта, веса самой трубы с изоляцией и перекачиваемого продукта, действующего внутреннего давления и температурного перепада стенок трубы.

Для определения в стенке трубы напряжений, превышающих допустимые, и установления диапазона изменений численных характеристик процессов, которые влияют на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность), возникающих при наличии осадки газопровода, с помощью программного продукта ANSYS.

Исследуется схема опускания участка газопровода со следующими параметрами: наружный диаметр - 530 мм, толщина стенки трубы – 11 мм, длина - 12 м, рабочее давление - 9,0 МПа. Газопровод изготовлен из стали 17Г1С со следующими механическими характеристиками: предел кратковременной прочности σ_b – 490 МПа, предел текучести для остаточной деформации σ_t – 350 МПа. На газопровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: распределенная нагрузка от веса самой трубы с изоляцией, перекачиваемого газа и давления вышележащего грунта – $q_{общ}$, давление грунта снизу на газопровод – $q_{гр}$.

Нагрузки, действующие на газопровод, рассчитываются согласно СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

Принимаются допущения, которые соответствуют наиболее простому из разных вариантов взаимодействию трубы и контактирующего с ней грунта: в начале и конце газопровода отсутствуют перемещения по оси X, давление грунта принято 20% от действующей нагрузки сверху, не учитывается температурный перепад стенок трубы.

С учетом принятых допущений и схемой, изображенной на рис.1, расчетная схема представлена на рис. 2.

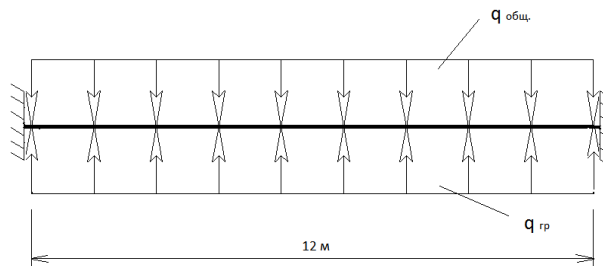


Рис. 2 Расчетная схема газопровода

На рисунках 3 и 5 показан результат расчета участка газопровода, полученный с помощью программы ANSYS, а на рисунках 4 и 6 показана интерпретация данного результата в графическом виде.

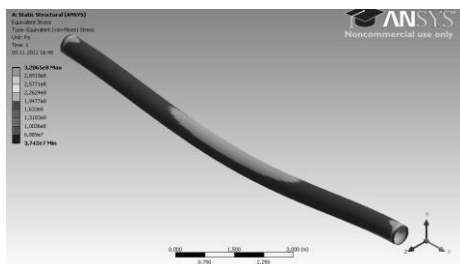


Рис. 3 Напряжения, возникающие в газопроводе при осадке грунта

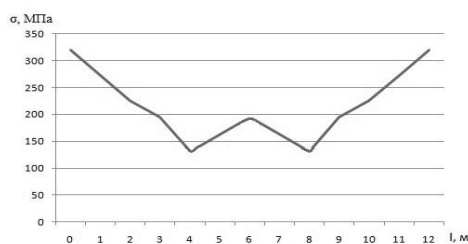


Рис. 4 Распределение напряжений (σ) по длине (l) участка газопровода



Рис. 5 Деформации, возникающие в газопроводе при осадке грунта

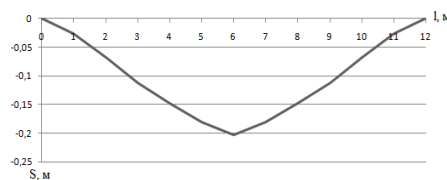


Рис. 6 Распределение деформаций (S) по длине (l) участка газопровода

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значений напряжений, возникающих при осадке газопровода, может достигать величин, близких к пределу текучести стали, что снижает уровень надежности газопровода;
- величина напряжений переменна по длине газопровода. Участки газопровода, расположенные в зоне перехода слабых грунтов, обладающих достаточно большой несущей способностью, характеризуются повышенным уровнем напряжения;
- полученные результаты не дают полную картину для принятия проектного решения, необходимо детальное исследование НДС газопровода с учетом физико-механических свойств грунта.

Литература

1. Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах // Нефтегазовое дело, 2006.
2. Оборудование резервуаров: учебное пособие для вузов /Р.А.Ахияров, Г.Е.Коробков, Н.И.Коновалов, И.Э. Лукьянова, Ф.М.Мустафин. – 2-е изд., перераб. и доп.- Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 214 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ДНИЩА РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ

Лам Бик Хонг, А.А. Алёшкина

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно действующим нормативным документам, регламентирующим техническое диагностирование стальных вертикальных резервуаров (РВС), основой оценки технического состояния при проведении экспертизы промышленной безопасности является диагностическое обследование всех элементов конструкции РВС, в том числе днища и стенки. От полноты и качества информации, получаемой при обследовании, зависит, с одной стороны, безопасность при эксплуатации РВС, а с другой, стоимость обеспечения приемлемого уровня безопасности, которая определяется объемом ремонтных и восстановительных работ, предписываемых к проведению по результатам технического диагностирования.

Неблагоприятные эксплуатационные и технологические факторы, оказывающие сильное влияние на днище и первый пояс стенки РВС: коррозией внутренней и внешней поверхности; качеством изготовления РВС; эффективностью электрохимической защиты (ЭХЗ); механическими воздействиями.

По действующим правилам для контроля состояния металла днища и стенки РВС рекомендовано использование следующих методов:

- при частичной диагностике – акусто-эмиссионное обследование (АЭ), визуальный

инструментальный контроль (ВИК), ультразвуковой контроль (УЗК);

- при полной диагностике – диагностическое обследование с применением различных методов неразрушающего контроля, в том числе визуального инструментального контроля, ультразвукового контроля, магнитного контроля (МК) и т.п.

Выбор метода диагностического обследования днищ РВС получен в результате сравнительного анализа возможностей различных технологий с помощью совокупности показателей таких как: контроль без демонтажа защитного изоляционного покрытия (ЗИП); контроль 100% площади днища и стенки; возможность контроля при полной/частичной диагностике; возможность выявления как наружных так и внутренних дефектов; определение местоположения дефектов, координаты дефектов, остаточной толщины металла днища и стенки; оценка размеров дефектов и толщины ЗИП и т.д.

Опыт диагностического обследования днищ резервуаров показывает, что при традиционном подходе к осуществлению контроля не могут быть выявлены более 30% дефектов РВС. В России наиболее распространенный метод диагностического обследования днищ РВС получил *ультразвуковой контроль*. Однако физические особенности УЗК не позволяют осуществить 100% контроль днища. При этом велика вероятность пропуска дефектов, в особенности коррозионных повреждений днища, расположенных со стороны гидрофобного слоя. Кроме того, применение УЗК предусматривает обязательный демонтаж защитного изоляционного покрытия независимо от его состояния. Поэтому в настоящее время применение УЗК предполагает не сплошное обследование, а контроль в дискретных точках.

В работе рассмотрен РВС вместимостью 1000м³, при рабочем давлении – налив. Резервуар - цилиндрический, имеет 6 поясов вертикальной стенки, днище и коническую кровлю. Резервуар смонтирован из рулонированных конструкций. Все сварные соединения - стыковые, выполнены автоматической электродуговой сваркой. Монтажный сварной шов днища - нахлесточный, выполнен ручной электродуговой сваркой. Форма сварных швов: Ширина сварного шва 12-14 мм, высота сварного шва 2,0-2,5 мм, чешуйчатость поверхности металла сварных швов до 0,2 мм. Днище резервуара выполнено из стали Ст3сп, толщина листов 4мм. Высота взлива хранимых нефтепродуктов 8300мм. Период эксплуатации резервуара 42 года, количество циклов нагружения в среднем составляет 12 повторений в год.

При плановом мониторинге недопустимых дефектов сварных соединений не обнаружено, сварные швы удовлетворяют ГОСТ 8713-79, ГОСТ 5264-80, СНиП III-18-75, но на поверхности днища обнаружены следующие дефекты, рисунки 1 и 2:

Хлопун №1 размером 1440x1500 мм, площадь 2,1м² и высотой до 50мм;

Хлопун №2 размером 1000x1200 мм, площадь 1,2м² и высотой до 40мм.

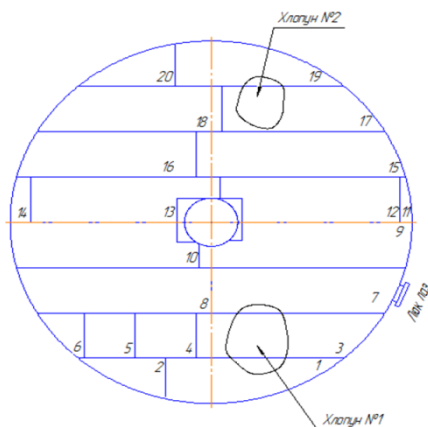


Рис. 1 Карта-схема расположения дефектов формы и листов днища резервуара РВС 1000м

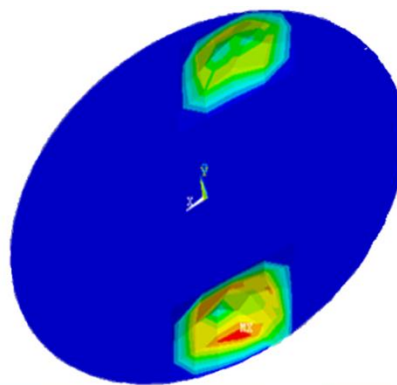


Рис. 2 Изображение напряженного состояния листов днища РВС в программном комплексе ANSYS

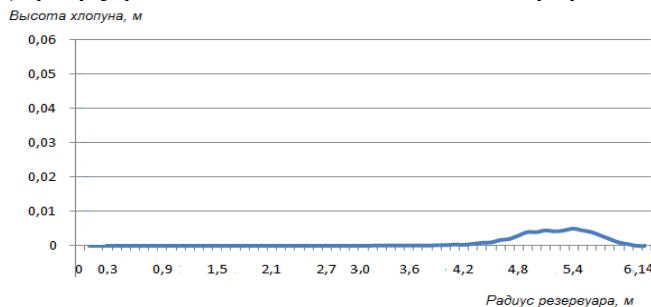


Рис. 3 Профиль хлопуна

Среди концентраторов напряжений локальные несовершенства формы: вмятины, выпучины и хлопуны можно выделить в отдельную группу. Анализ результатов технических освидетельствований показывает, что

около половины обследуемых резервуаров имеют вмятины и хлопуну, приблизительно пятая часть которых не удовлетворяет действующим нормам.

В результате, некачественно подготовленное основание является одной из причин деформации днища с образованием вмятин, выпучин (хлопунов), высота которых может достигать 150-200 мм, а площадь — нескольких квадратных метров. Волнистость днища возрастает в зависимости от наличия концентраторов напряжения в металле днища, температурного режима эксплуатации резервуара, что приводит к интенсивной коррозии днища особенно в местах скопления отстоявшейся воды. Степень поражения днища коррозией в большинстве случаев остается невыявленной из-за трудности опорожнения и очистки резервуаров и становится известной только после прорыва днища.

Литература

1. РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
2. ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
3. ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.
4. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / под общ. ред. Д.Г. Красковского. — М.: КомпьютерПресс, 2002. — 224 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ДНИЩА РЕЗЕРВУАРА С КОРРОЗИОННЫМ ПОРАЖЕНИЕМ

П.Н. Рыбалко, П.А. Прибытков

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В процессе хранения парафинистых нефтей в резервуарах, а преимущественно в резервуарах большого объема, протекает формирование и увеличение донных отложений. Существование на днищах осадков влечет за собой к недоиспользованию емкости нефтяных резервуаров, к затруднению в проверке технического состояния резервуара, а также к возникновению коррозионно-опасных водяных линз под осадком.[1] Кроме снижения полезного объема резервуара, накопление донных отложений ведет к осложнению процесса эксплуатации резервуаров, к увеличению материальных затрат в системе транспорта и хранения из-за неизбежности вывода резервуаров из эксплуатации и производственных работ по зачистке нефтяных емкостей. В итоге снижаются технико-экономические показатели работы нефтяных резервуаров и транспортной системы в целом. Чтобы повысить эффективность использования резервуарных ёмкостей, нужно бороться за сохранение полезного объёма емкостей под нефтепродукты.

В настоящее время, для предотвращения донных отложений на днищах стальных вертикальных резервуаров с нефтью, применяют устройства для предотвращения образования придонных отложений — электромеханические винтовые мешалки, устройства «Тайфун» или «Диоген».

Эти механизмы предназначены для размыва и перемешивания донных отложений направленной струёй нефти в резервуарах различной емкости. Работа этих устройств обеспечивает быстрый размыв донных отложений, даже накопленных в резервуаре за долгий период эксплуатации. Конструкция устройства предназначена для работы в жидкостях с вязкостью до 40 сСт. Устройство своим пропеллером при его возвратно-угловом движении, создает подвижные затопленные струи нефти над днищем резервуара. За счет чего струя перемешивает механические примеси и тяжелые парафиновые осадки, которые смешиваются, образуя консистенцию в общей массе нефти, и затем устраняются путем откачки нефти из резервуара.

Однако, конструкция винтовых мешалок далеко несовершенна, и не позволяет полностью предотвратить образование донных осадков.[2] Опыт эксплуатации резервуаров на предприятиях трубопроводного транспорта в условиях Западной Сибири показал, что коррозионная эрозия днищ и нижних поясов резервуаров наблюдаются в большинстве случаев уже через 8-10 лет и может послужить причиной возникновения сквозных дефектов, при благоприятных для развития коррозии условиях. Ситуация усугубляется еще и тем, что на нефтяных месторождениях Поволжья, Урала и Западной Сибири значительная часть резервуаров вертикальных стальных фактически не имеют защитных покрытий и изготовлены из стали 09Г2С, которая относится к низкой коррозионной стойкости. Сквозные дефекты стенок и днищ резервуаров, возникшие в результате коррозии металлоконструкции, вероятно приведут к утечке нефтепродуктов, в тоже время нарушается стандартная работа резервуаров и создаются условия возникновения аварийных ситуаций.

Чтобы обосновать выводы о возможности надежной эксплуатации резервуаров, была поставлена задача исследовать поведение конструкции днища резервуара при возникающих в процессе эксплуатации различных видах дефектов, обусловленных донными отложениями. При анализе напряжённо-деформированного состояния было рассмотрено влияние группы язвенной коррозии — коррозии, размещенная на небольшой площади, но имеющая значительную глубину, а также группы вырывов металла в центральной части. Данные о дефектах приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование элемента конструкции	Наименование дефекта	Глубина дефекта, мм	Толщина листа по проекту, мм
Центральная часть днища	1-Группа язвенной коррозии	2	6
Центральная часть днища	2-Группа вырывов металла	3.2	6

Расчеты показали, что напряжения на границе образования дефекта составляют 126211 Па, в ходе расчетов задавалось поэтапное постепенное утонение данного участка, моделируя тем самым коррозионный износ в течение времени, напряжения в металле при этом значительно возрастают. С изменением формы и увеличением глубины проникновения дефекта, возрастают как напряжения, так и перемещения в металле. На последнем этапе расчета, при толщине металла, равной 2,8 мм, напряжения превышают предел прочности ($\sigma=430$ МПа), а перемещения составляют 311Е-5мм. По результатам анализа установлено, что напряжения в днище резервуара много меньше предела текучести для стали 09Г2С. Также установлено, что максимальные перемещения образуются на границе образования дефекта толщиной 3 мм, и они составляют 311Е-5 мм. Стоит отметить, что напряженно-деформированное состояние служит причиной увеличения скорости коррозионного износа, вдобавок на скорость коррозии воздействует не только уровень, но и вид напряженного состояния. Можно сделать вывод, что резервуар с такими дефектами не соответствует требованиям РД-16.01-60.30.00-КТН-063-1-05, и требует капитального ремонта. В практике диагностирования резервуаров по его результатам изношенные или дефектные участки, как правило, заменяют на новые. Но при этом может произойти соединение поверхностей с разной толщиной листов, что может вызвать концентрацию напряжений и, как следствие, привести к разрушению или образованию новых видов дефектов.

Литература

1. Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах // Нефтегазовое дело.-2006.
2. Коновалов Н.И., Мустафин Ф.М., Коробков Г.Е., Ахияров Р.А., Лукьянова И.Э. Оборудование резервуаров: учебное пособие для вузов . – 2-е изд., перераб. и доп. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 214 с.

КОРРОЗИОННЫЙ ИЗНОС ТРУБОПРОВОДА

Ю.С. Кисаева, М.И. Медникова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт — важнейшая и неотъемлемая составляющая топливно-энергетического комплекса России. Транспортировка нефти, газа и нефтепродуктов по трубопроводам является эффективным, безопасным и наиболее дешевым способом транспорта на значительные расстояния. Стабильность обеспечения регионов России топливно-энергетическими ресурсами в значительной мере зависит от надежности трубопроводов. С помощью трубопроводного транспорта перемещается 99 % добываемой нефти, более 50 % производимой продукции нефтепереработки. Перекачиваемые углеводородные среды содержат коррозионно-активные компоненты, негативно воздействующие на внутреннюю металлическую поверхность, и тем самым, снижающие степень надежности промышленных трубопроводов. Значительная часть аварий трубопроводного транспорта являются следствием коррозионных повреждений. При совместном движении нефти, газа и воды по нефтепромышленным коммуникациям происходит перемешивание фаз, что, естественно приводит к образованию различных видов эмульсий. Известно, что перекачка вместе с нефтью даже 1...2 % воды, в виде эмульгированных глобул, способствует более интенсивному коррозионному износу оборудования, снижает пропускную способность трубопровода и повышает вероятность порыва труб. [1] Коррозия железа обуславливается наличием в воде кислорода, агрессивной углекислоты и сероводорода. Большая часть трубопроводов западной Сибири, да и России в целом находится на территории с резко выраженной сезонностью. Данное условие является причиной возникновения негативных процессов, которые в конечном результате приводят к таким явлениям как выпучивания трубопроводов. Метод конечных элементов является одним из основных методов, применяемых при исследовании напряженно-деформированного состояния (НДС), как систем трубопроводного транспорта, так и многих других задач. Удобной и многофункциональной программой является Ansys. Это объясняется тем, что, обладая рядом достоинств: широким спектром решаемых задач, высокой точностью, приближенностью к реальным условиям, доступным пользователю интерфейсом, широким набором моделей материалов, она имеет развитый встроенный алгоритмический язык программирования, позволяющий автоматизировать отдельные трудоемкие процедуры моделирования. Техническое обследование образца трубопровода, взаимодействующего непосредственно с водой, с заданной массой и площадью позволило рассчитать скорость коррозии, равную 0,034 г/м² ч. В процессе работы в программе ANSYS были получены графики распределения напряжений Мизеса (рис.1.) и графики

распределения перемещений (рис.2), а так же модель трубы (рис.3). Данные основаны на результатах технического диагностирования на предварительно проведенных расчетах.

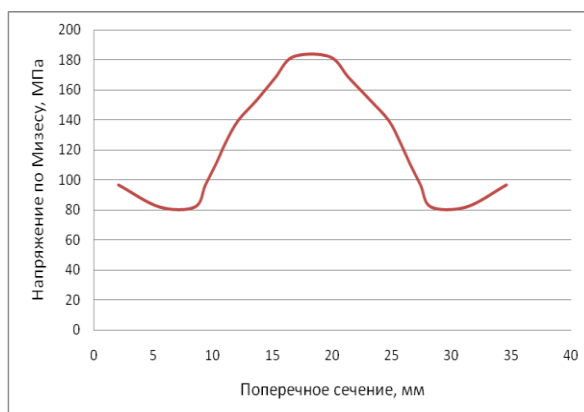


Рис.1 График распределения напряжений по Мизесу

В результате было получено, что минимальная остаточная толщина трубы 8,6 мм (номинальная толщина 14 мм), максимальная толщина коррозии 6, мм. Во всех областях нижней части трубопровода была обнаружена коррозия потока. Оценка остаточного ресурса трубопровода показала, что данная скорость коррозии сократит срок эксплуатации трубопровода на один год.

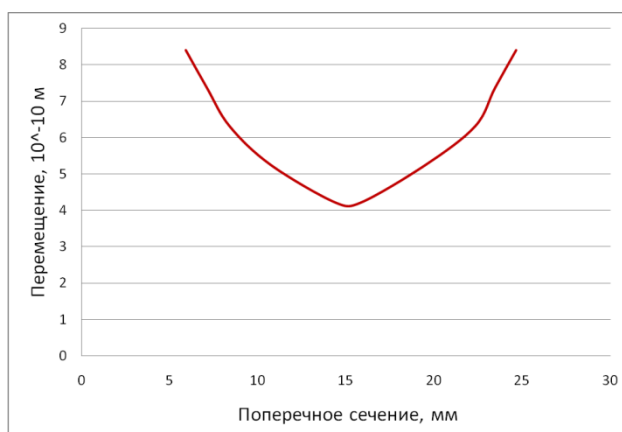


Рис. 2 График распределения перемещений

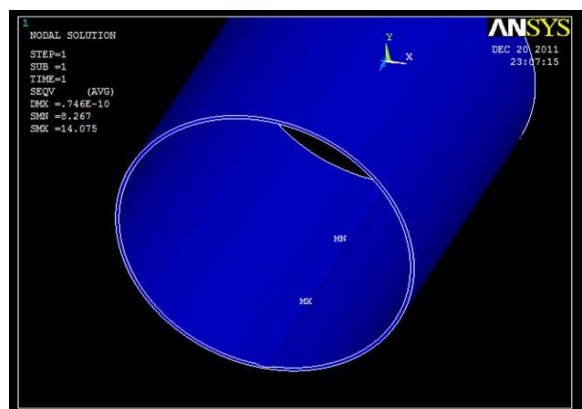


Рис. 3 Модель трубы, выполненная в программе ANSYS

Литература

1. Абрамова Р.Н., Чухарева Н.В. Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции, — Томский политехнический университет — 2009.
2. Бергштейн Н.В., Левченко Д.Н., Николаева, Н.М. Худякова А.Д., «Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения», — издательство «Химия» — 1967.
3. Бурков П.В., Буркова С.П., Вертинская О.А., Горный информационно-аналитический бюллетень — отдельный выпуск — 2011 — №2 — 154 с.
4. Быков Л.И., Васильев Г.Г., Мустафин Ф.М., «Защита трубопроводов от коррозии», — Санкт-Петербург. — ООО «Недра», — 2005.
5. Зырянов А.Б., Тарасов М.Ю., Журнал «Нефтяное хозяйство», — 2008 — № 09 — 105 — 107 с.
6. Исмаилов Ф.С. — Журнал «Нефтепромысловое дело» — 2010 — №9 — 27 — 30 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
ТРУБОПРОВОДОВ В МЕРЗЛОМ ГРУНТЕ НА СИЛЬНО ОБВОДНЕННЫХ УЧАСТКАХ
ТРАССЫ**

А.В. Кузнецов, А.О.Шамуратов

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При определении работоспособности трубопроводов Западной Сибири необходимо проанализировать механическое взаимодействие трубы с вечномерзлым грунтом. Так же требуется численно оценить пучение мёрзлых грунтов на напряжённо-деформированное состояние конструкции [1].

Целью данной работы является изучение поведения трубопровода в мёрзлом грунте на сильно обводненных участках трассы, а также исследование его напряженно-деформированного состояния.

Первой группой неблагоприятных для работы трубопровода факторов являются оттаивание и неравномерные осадки или провалы. Ко второй относятся факторы, обусловленные вмержанием труб в замерзающий или оттаивший грунт. Вертикальные перемещения конструкции могут часто возникать как в зимнее, так и в летнее время. Равномерно распределенные вдоль газопровода силы морозного пучения, действующие на трубопровод вертикально снизу вверх, а так же набухание грунта наблюдается на сильно обводненных участках трассы.[2] Благодаря силе адсорбции на поверхностях минеральных частиц и капиллярной силе, которая образует ледяной покров вокруг газопровода. Образование льда в капиллярах происходит при более высоких давлениях, в сравнении со значениями давления в «свободной» воде. Разность между размерами зависит от давления: чем меньше размеры, тем выше разность. Это значит, что понижение температуры грунта, повышает разность давления в замороженном грунте между водой и льдом. В результате, давление вспучивания, действующее на полный объем грунта, практически, обуславливает давление льда. Сила веса грунта и сопротивление разрыву и сжатию грунта противодействует давлению льда. Основная особенность процесса вспучивания - это результат разности низкого давления в «свободной» воде и высокого давления во льду, а именно процессы в мелкопористой структуре, особых свойствах воды и льда в порах грунта и возле них. Когда в воде поддерживается более низкое давление, то на ограниченной поверхности раздела фаз вода-лед-грунт обуславливается более высокое давление льда. Неизменный приток воды обеспечивается более низким давлением в воде, соседствующей со льдом в порах грунта. При этом силы, которые могут вытягивать адсорбированную воду из водонасыщенного грунта, достаточно велики и способны выбрасывать воду на высоту 120 м [3]. Наибольшую величину нормальных сил морозного пучения можно оценить опираясь на величину давления, которое развивают кристаллы льда при ограниченном замерзании воды.

Максимальное давление способно развиться только при полном отсутствии расширения воды. Это давление, при температуре $t = -22\text{ }^{\circ}\text{C}$ измеряется величиной, порядка 211 МПа. Если же температура выше $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$, то давление будет значительно меньше. Чтобы оценить величины давления, возникающие в замерзающей воде в условиях невозможности её расширения при температурах выше $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$, пользуются эмпирической зависимостью Бриджмена-Таммана [4]:

$$p = 1 + 12,7t - 0,159t^2, \quad (1)$$

где P - давление в толще льда, МПа; t - абсолютное значение величины отрицательной температуры, $^{\circ}\text{C}$.

Тем не менее, указанные давления способны образоваться только при замерзании воды в жёстком сосуде. Если же вода замерзает в грунтах, то фактическое давление будет меньше приведенных величин. Теоретически, замерзание грунтов протекающих при $t = -0,01\text{ }^{\circ}\text{C}$, а так же при учете атмосферного давления и давления на грунт (0,127 Мпа), не должно возникнуть по причине того, что грунт не будет промерзать. Грунты, имеющие довольно низкую температуру замерзания перовой воды, при нормальных условиях, давление растущих кристаллов льда может достигать до 8 МПа. Данная задача решается экспериментально, так как она не имеет аналитического решения. Для получения равномерно распределённой нагрузки на трубопровод от сил морозного пучения, направленных вертикально, снизу вверх, необходимо умножить величину нормальной силы на наружный диаметр оболочки.

При замерзании грунтов, у боковых граней конструкции, возникают касательные силы морозного пучения, которые направлены по касательной к поверхности, граничащей с замерзшим грунтом [5]. Напряженно-

деформированное состояние, в условиях мерзлых грунтов, меняется за счет изменения геометрии трубопровода при длительной эксплуатации, что показывает потребность в полном анализе величины с учетом физическо-геометрической нелинейности системы «труба-грунт»

Чтобы определить напряжения в стенке трубы, превышающих допустимые, а так же диапазона изменения характеристик процессов, способных повлиять на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность), возникающих при выпучивании трубопровода, с помощью программы ANSYS применительно к эксплуатации трубопроводов в мерзлых грунтах на сильнообводненных участках. Исследуется схема подъема участка трубопровода со следующими параметрами: наружный диаметр 1020 мм, толщина стенки – 12 мм, длина – 12 м. Трубопровод изготовлен из трубной стали 17Г1С. При этом принимаются допущения, которые соответствуют наиболее легкому из существующих вариантов взаимодействия трубы и контактирующего с ней грунта: в начале и конце трубопровода отсутствуют перемещения по оси Y.

На рисунке 1 показан результат расчета действия касательных сил на участок трубопровода, полученный с помощью программы ANSYS.

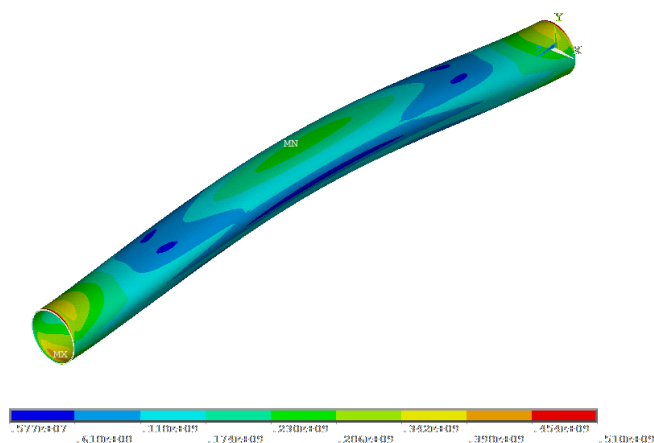


Рис. 1 Напряжения по Мизесу

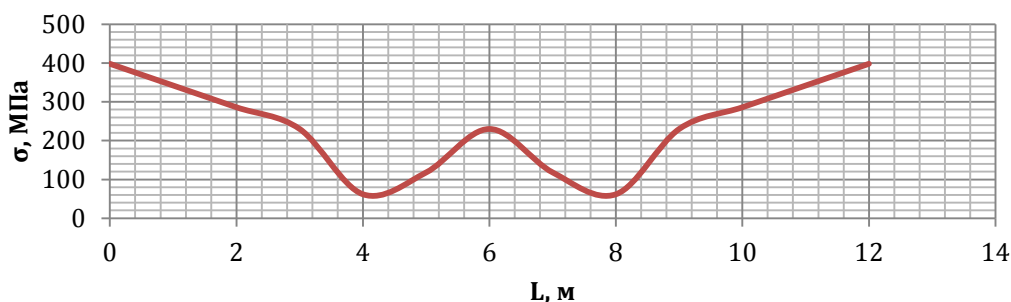


Рис. 2 Распределение напряжений (σ) по длине (L) участка трубопровода

Полученные и представленные на рисунке 2 результаты позволяют сделать следующие выводы:

- Уровень надежности трубопровода снижается, так как изменение значений напряжений, возникших при выпучивании трубопровода, способны достигать величин, приближающихся к пределу текучести стали;
- величина напряжений непостоянна. Участки трубопровода, которые прилегают к участкам плотного грунта, характеризуются повышенным уровнем напряжения;
- процессы деформации усложняют изменение условия взаимодействия трубы с грунтом и вызывают необходимость детального исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом различных физико-механических свойств грунта.

Литература

1. Федоров, Ю.Ю., Савнина, А.В. Напряженно-деформированное состояние подземных газопроводов в условиях многолетней мерзлоты / Ю.Ю.Федоров, А.В. Савнина // Нефтегазовое дело. – 2008. – № 1 – (<http://www.ogbus.ru>).
2. Механика грунтов [Текст]: В.Е.Шутов, Г.Г.Васильев, Ю.А. Горяинов, А.Д.Прохоров, Л.С.Чугунов. – М.: из-во «ЛОРИ», 2003. – 128 с.
3. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения [Текст]. – М.: Наука, 1974. – 640 с.
4. Будзуляк, Б.В. и др. Ремонт линейной части магистральных газопроводов [Текст] / Б.В. Будзуляк // Газовая промышленность. – 1999. – № 11. – с.33-36.

5. Белых И.С., Бурков П.В., Буркова С.П. Компьютерное моделирование прочностных характеристик полиэтиленовых газопроводов // П. В. Бурков, К. В. Епифанцев // Горный информационно-аналитический бюллетень, апрель 2012.-Донецк 2012. –С. 369-378.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРЕСС-КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

Т.А. Фаиль

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день самым опасным видом разрушения магистральных газопроводов (МГ) является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) внешней катодно защищаемой поверхности трубы. Масштабность этой задачи можно оценить исходя из протяженности МГ в России, которая в настоящее время достигает 155 тыс. км [2]. С ростом продолжительности эксплуатации газопроводов в нашей стране ситуация с КРН усугубляется и становится весьма тревожной. Удельный вес аварий на МГ по этой причине достигает 95 % [3,5] от общего количества. За последние 40 лет КРН, зарегистрировано во многих зарубежных странах США, Австралии, Канаде.

Главной особенностью КРН является непредсказуемость поведения, потому что каждый дефект – это потенциальная авария. Развитие трещины может происходить как с постоянной скоростью, так и скачкообразно. Поэтому спрогнозировать динамику её развития, является весьма сложной задачей, ведь трещина в любой момент может достигнуть критических размеров, и в конечном итоге наступит разрушение газопровода. Сложившаяся ситуация требует проведения серьезных исследований

Целью данной работы является моделирование напряженно-деформированного состояния коррозионной трещины на участке магистрального газопровода в программе ANSYS.

ANSYS является универсальным расчётным программным комплексом, основанным на методе конечных элементов, предназначенным для моно- и многодисциплинарных расчётов. Он не только обладает наиболее широкими функциональными возможностями, но и наиболее прост в использовании и обеспечивает инженера, проектировщика и расчетчика полным набором возможностей для анализа и оптимизации проекта.

Для решения поставленной цели взят магистральный газопровод диаметром 1420 мм и толщиной стенки 16 мм. В качестве исходных данных к расчету напряженно-деформированного состояния трубопровода было взято типичное проектное решение, основанное на технических требованиях СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.

Таблица 1

Общие параметры трубопровода

Внутренний диаметр, $D_{вн}$:	1388 мм
Толщина стенки, δ :	16 мм
Глубина залегания, h_0 :	1,2 м
Плотность природного газа, ρ_r :	0,700 кг/м ³
Рабочее давление, P :	8 МПа
Наименование материала:	Сталь 09Г2С
Плотность металла, ρ_m :	7850 кг/м ³
Предел текучести, $\sigma_{тек}$:	355 МПа

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального трубопровода однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. На подземные трубопроводы, проложенные в траншее, действуют постоянная нагрузка от веса грунта засыпки и длительная нагрузка от внутреннего давления перекачиваемого продукта. Температурные воздействия и воздействия, вызывающие искривление продольной оси трубопровода, в работе не учитываются.

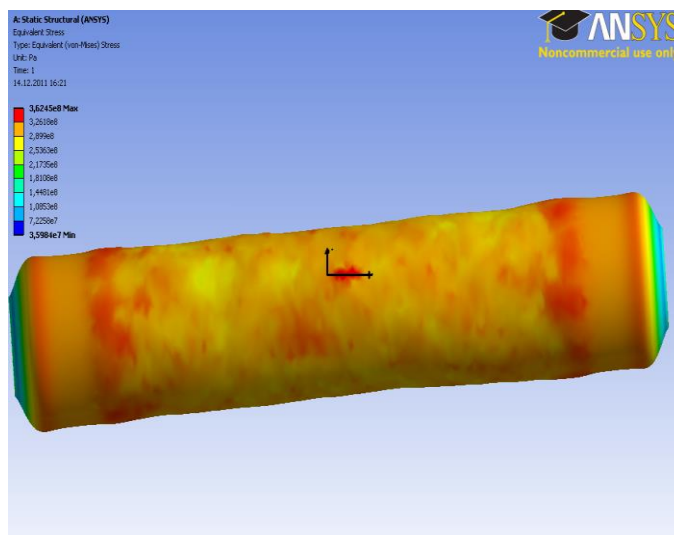


Рис. 1 Распределение напряжений по длине трубы

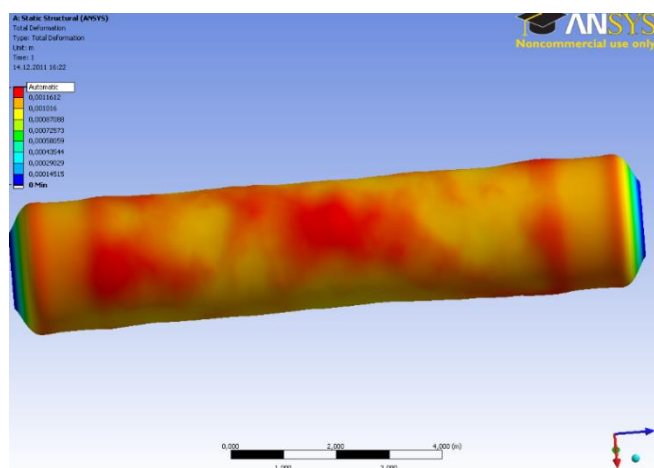


Рис. 2 Суммарные перемещения трубопровода

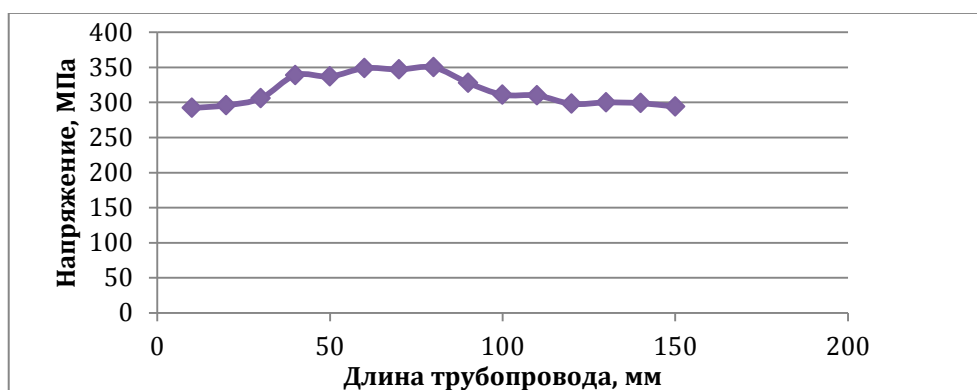


Рис. 3 График изменения напряжений по длине трубопровода

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Наибольшие напряжения возникают на дефекте, так же в приграничной зоне;
2. Пики напряжений наблюдаются по всей трещине;
3. Суммарные перемещения по длине трубопровода незначительны.

Литература

1. Канайкин В.А., Матвиенко А.Ф. Разрушение труб магистральных трубопроводов. Современное представление о коррозионном растрескивании под напряжением. – Екатеринбург, 1997г. - 102 с.
2. Конакова М.А., Теплинский Ю.А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей. - Санкт-Петербург: 2004г. - 358 с.
3. Лоскутов В.Е., Матвиенко А.Ф., Патраманский Б.В., Щербинин В.Е. Магнитный метод внутритрубной дефектоскопии газо – нефтепроводов: прошлое и настоящее // Дефектоскопия – 2006г. – № 8. – С. 3 – 19.
4. Мирошниченко Б.И., Канайкин В.А., Варламов Д.П. Многофакторная система развития стресс – коррозии в магистральных газопроводах. – Екатеринбург: "БКИ", 2005г. – 80 с.
5. Сергеева Т.К., Турковская Е.П., Михайлов Н.П. и др. Состояние проблемы стресс – коррозии в странах СНГ и за рубежом. Обз.инф. Серия «Защита от коррозии оборудования в газовой промышленности». – М.:ИРЦ «Газпром», 1997г. - 101 с.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ ЦИСТЕРНЫ 15-689

Д.С. Тафинцев, Е.С. Прудников

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Несмотря на постоянное совершенствование технологий производства котлов цистерн, в настоящее время существует ряд геометрических недостатков формы, которые существенно влияют на напряженно-деформированное состояние (НДС) котла. К данным недостаткам относят: увод (угловатость) сварных швов, смещение кромок швов и овальность. Вследствие воздействия данных факторов профиль обечайки котла цистерны становится некруговым, что в свою очередь отражается на НДС конструкции. Исследования

проектирования котлов цистерн и подобных резервуаров показали, что учет начальных недостатков сможет снизить инциденты нарушения целостности конструкции и количество аварий. Из-за этого качественное и количественное исследование начальных геометрических несовершенств котлов цистерн и влияния данных недостатков на напряженно-деформированное состояние конструкции является актуальной задачей.

Целью данной работы является анализ напряженно-деформированного состояния железнодорожной цистерны 15-689. Сложность конструктивных форм и специфические условия эксплуатации предъявляют к расчетам кузовов наливного подвижного состава своеобразные и повышенные требования. Сложившаяся в настоящее время тенденция повышения полезного объема котлов нефтеналивных цистерн при одновременном снижении материалоемкости за счет использования тонкостенных конструкций, приводит к существенному повышению уровня напряженного состояния. Необходимость обеспечения работоспособности и надежности наливного подвижного состава определяет актуальность решения проблемы расчетной оценки несущей способности элементов конструкций, работающих в сложных условиях эксплуатации. При создании железнодорожных цистерн основной задачей является выбор конструктивных параметров кузовов, обеспечивающих их высокую эффективность по ряду критериев (минимальная материалоемкость, достаточный запас прочности и жесткости, низкая себестоимость и т. д.). Производя расчеты на прочность, конструктор чаще всего применяет упрощенные расчетные схемы. Таким образом, для расчета на прочность котлов железнодорожных цистерн часто используют аналитические расчеты, реализующие варианты теории оболочек, в которых зачастую геометрическая форма котла учитывается грубо, а также рассматривается симметричный характер нагружения и ряд других упрощений. Поэтому одним из существенных факторов повышения работоспособности подвижного состава с возможным снижением материалоемкости является разработка и внедрение в практику проектирования уточненных норм калькуляции на прочность. В настоящее время имеется довольно много работ сконцентрированных на уточнение имеющихся «Норм для расчета и проектирования вагонов железных дорог МПС колеи 1520 мм (несамоходных)» [1], где исследователи, опираясь на современные достижения в области инженерных расчетов, указывают на ряд грубых расчетов и предположений. К особенностям расчетов котлов цистерн относится учет внутреннего давления перевозимого жидкого груза и его насыщенных паров. Давление паров перевозимого продукта принимается в соответствии с техническими требованиями к цистерне и характером перевозимого груза. «Нормами...» в редакции 1996 года предусматривалось, что учет сил инерции жидкости, действующих на днище, должен осуществляться путем введения распределенных сил давления, которое принимают линейно убывающими от максимума на днище со стороны удара до нуля у противоположного днища [2]. Анализ экспериментальных данных, полученных исследователями показал, что значения давления в средней части котла находятся на том же уровне, что и значения давления в области переднего днища и даже превышают их. На основе проведенных исследований ГосНИИВ выступил инициатором введения для расчетов на прочность котлов положения о равномерном распределении величины давления по всей длине обечайки котла при разработке изменений и дополнений к Нормам, которые были утверждены в 2000 году. Однако, на наш взгляд, новая схема распределения давлений от перевозимой жидкости имеет ряд недостатков:

- не в полной мере учитываются особенности нагружения внутренней поверхности котла цистерны;
- невозможно выполнять расчеты при различных уровнях налива котла и положениях свободной поверхности;
- невозможно рассмотреть случай несимметричной схемы нагружения, которая имеет место при прохождении кривых или при переходах на боковой путь, в том числе, сопровождающихся изменением скорости движения поезда.

В то же время при этих случаях движения происходит изменение напряженного состояния элементов конструкции цистерны, причем в некоторых из них напряжения будут существенно превышать значения, рассчитанные для нормативной нагрузки. Одним из таких мест, где может проявиться указанный эффект, является область присоединения котла цистерны к раме. При проведении расчетов для определения НДС конструкции цистерны рассматривались I и III режимы нагружения, в соответствии с Нормами. Причем при учете нагруженности внутренней поверхности котла цистерны жидким грузом разработан алгоритм распределения значений давлений по оболочке котла на основе описанной выше методики. Выполнены расчеты НДС элементов конструкции при варьировании следующими параметрами: плотностью жидкого груза от 700 до 1000 кг/м³, уровнем налива котла, а также кинематическими параметрами цистерны, в том числе при ее движении по криволинейному участку пути.

На основе разработанных конечно-элементных моделей получены следующие основные результаты:

1. Удалось установить, что при эксплуатации цистерны учет относительного перемещения жидкости оказывает существенное влияние на НДС отдельных узлов конструкции. В частности, при движении по кривой или переходе на боковой путь, сопровождающемся изменением скорости движения, замечено увеличение напряжений на 26% в элементах крепления котла к раме, расположенный с внешней стороны.

2. Выявлено, что при отсутствии стяжных хомутов на одной из консольных опор, уровень напряжений в местах крепления котла к раме фасонными лапами может увеличиваться в 2,5 раза и превышать допускаемые значения. Исследование зависимости напряжений от уровня заполнения котла грузом при обрыве хомута показало, что по мере заполнения котла напряжения в областях крепления растут, хотя в зоне крепления фасонной лапы к котлу их наибольшие значения замечены при 60 – 65 % заполнении. При таком уровне налива также замечены максимальные деформации хребтовой балки в местах среднего крепления котла к раме. Установлено также, что в нештатной ситуации, связанной с обрывом стяжных хомутов на одной из консольных

опор, уровень напряжений в областях соединения котла и рамы со стороны противоположной удару при рассмотрении криволинейного участка пути существенно выше. Так в узлах крепления к хребтовой балке на 15 %, в зоне крепления лап к котлу замечен рост на 60 %, а в нижнем листе котла нагруженной опоры на 18 %.

3. С целью снижения уровня напряжений в местах крепления котла к раме выполнены исследования их НДС при изменении различных параметров, характеризующих области соединения котла и рамы. С использованием полученных зависимостей напряжений от коэффициента трения в области консольного опирания на деревянные бруски, возможно регулирование затяжки стяжных хомутов до предела, при котором напряжения в областях крепления котла к раме будут находиться на безопасном уровне. Помимо регулировки натяжения стяжных хомутов, в области крепления фасонных лап разработано техническое предложение по внесению незначительных изменений в конструкцию рассматриваемого узла крепления, которое позволяет снизить напряжения в среднем креплении котла к раме до допустимого значения.

Литература

1. Нормы для расчета и проектирования вагонов железных дорог МПС колеи 1520 мм (несамоходных) / ГосНИИВ-ВНИИЖТ. – М., 1996. – 319 с.
2. Спиридонов А. Н., Плоткин В. С. К обоснованию выбора закона распределения давления по длине обечайки котла вагонов-цистерн от гидравлического удара при их соударении // Тяжелое машиностроение, 2003. – №1. – С. 19 – 20.

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

НАЛОГИ С НАСЕЛЕНИЯ ПРЕВЫСИЛИ ПОСТУПЛЕНИЯ ОТ РЕСУРСНЫХ НАЛОГОВ: НОВАЯ МОДЕЛЬ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ ИЛИ НИЗКИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ?

А.А. Вазим, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По итогам 2013 г. доходы от сырьевой ренты (налог на добычу полезных ископаемых и экспортные пошлины на нефть, газ и нефтепродукты) оказались меньше поступлений от налогов на труд (на доходы физических лиц и страховые социальные взносы). Многие эксперты отметили, что это произошло впервые. Однако если обратиться к данным Казначейства РФ, то можно заметить, что поступления в бюджет от налогов на труд превышали платежи от нефтегазовых налогов в 2009 и в 2010 гг. (рис. 1).

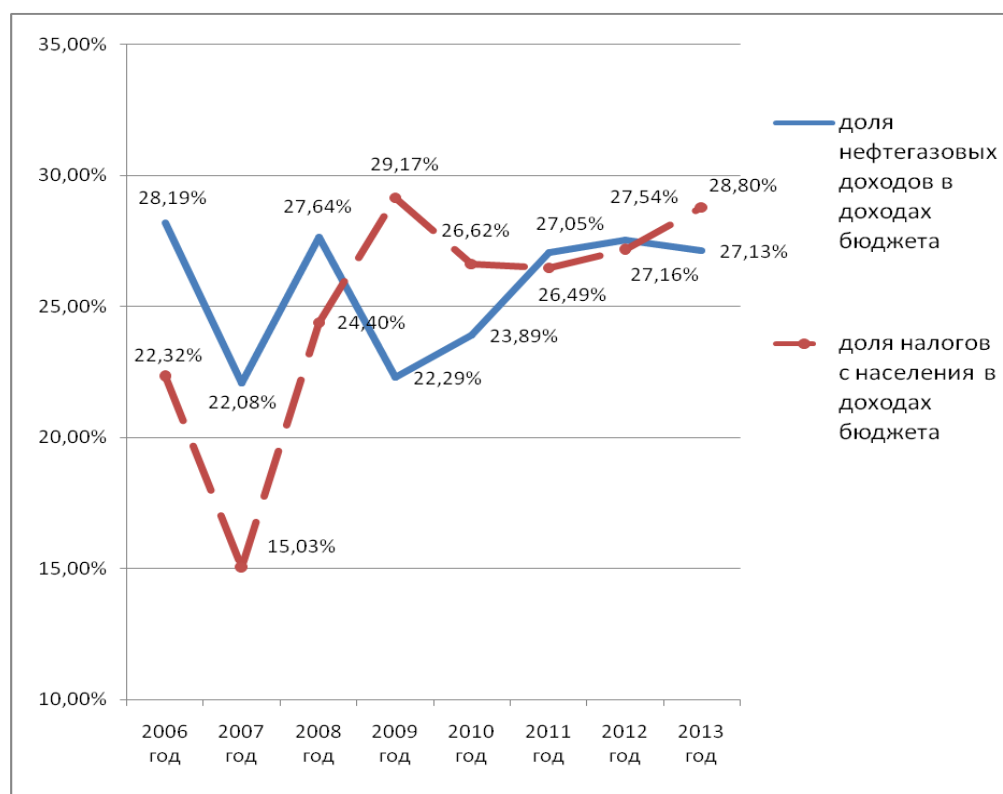


Рисунок 1. Динамика нефтегазовых доходов и налогов с населения в доходах консолидированного бюджета РФ 2006-2013 гг.

Исторически в России налоги с населения играли меньшую роль в сравнении с налоговыми платежами предприятий. Поэтому, тот факт, что доходы от сырьевой ренты оказались меньше поступлений от налогов на труд представляется важным. Если ограничить период рассмотрения динамики налоговых поступлений несколькими последними годами, то можно отметить, что 2009 и в 2010 гг. мировые цены на нефть были относительно низки. Поэтому сложившееся в 2013 г. соотношение выбранных показателей требует более подробного изучения.

Прежде всего, выделим влияние ценовых факторов на показатели нефтегазовых доходов и налогов с населения. Эти факторы менее всего поддаются государственному регулированию. Ценовым фактором для НДФЛ и страховых социальных взносов является значение среднегодовой номинальной начисленной заработной платы работников. Ценовым фактором для нефтегазовых доходов выступает совокупное воздействие мировой цены на нефть (которая в основном является базой для определения цены экспортируемого газа) и курса национальной валюты (рубля). Таким показателем служит показатель Кц при расчете величины налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) при добыче нефти. Напомним, природной рентой называется величина незаработанного дохода, возникшего вследствие лучших условий добычи природных ископаемых по сравнению с условиями добычи на самом наихудшем участке добычи природных ископаемых в мире. Именно сравнение с

наихудшим участком добычи природных ископаемых в мире требует учёта курса национальной валюты при расчёте величины сырьевой ренты, получаемой производителем определенного вида природного ресурса (в нашем случае – нефти и газа), даже если эти ресурсы предназначены для их использования внутри страны, а не для экспорта.

На рисунке 2 представлена динамика следующих показателей: всего нефтегазовых доходов, трлн. руб., всего налогов с населения, трлн. руб., значение коэффициента (Кц) и среднегодовая номинальная начисленная заработная плата работников, тыс. руб.

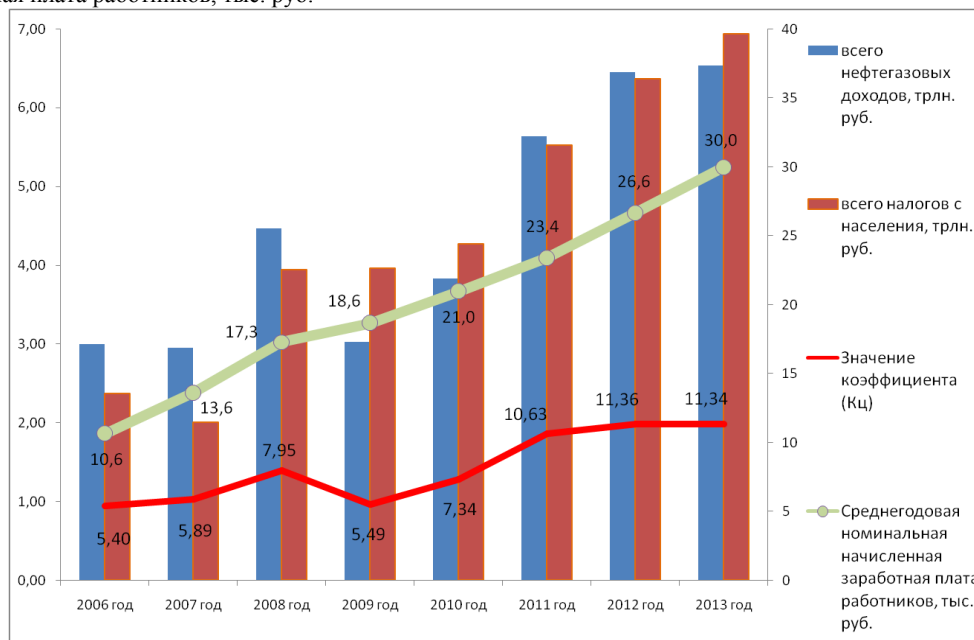


Рисунок 2. Динамика нефтегазовых доходов, трлн. руб., всего налогов с населения, трлн. руб., значение коэффициента (Кц) и среднегодовая номинальная начисленная заработная плата работников, тыс. руб. в 2006-2013 гг.

Прежде всего, при анализе рисунка обращает на себя внимание устойчивый рост среднегодовой зарплаты работников, тогда как другие показатели, наряду с подъемом, испытывали и промежуточные спады. Снижение показателя «налоги с населения» в 2007 г. и его ускоренный рост относительно зарплаты работников объясняется реформированием Единого социального налога (социальных взносов). Снижение ставок социальных взносов до 30 % в 2014 также окажут своё влияние, которое может оказаться неоднозначным, как это имеет место в отношении показателей, связанных с добычей природных ресурсов. В частности, показатель Кц в 2013 г. по отношению к 2011 г. вырос на 6,7 %, а величина нефтегазовых доходов на 15,8 %. Наибольшее влияние на величину нефтегазовых доходов оказали платежи при пользовании природными ресурсами: прирост за рассматриваемый период – 149,9 %. Затем следуют вывозные таможенные пошлины на товары, выработанные из нефти – 28,9 %; налог на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья – 26,5 %; вывозные таможенные пошлины на газ природный – 24,6 %. При этом, физические показатели деятельности нефтяной и газовой промышленности изменились менее значительно – согласно данным Госкомстата РФ добыча нефти выросла на 1,7 %, добыча природного и попутного газа снизилась на 1,8 %.[1]

Как видно из рисунка, наблюдается некоторое соревнование между доходами от сырьевой ренты и доходами от налогов на труд. Рассмотрим возможные следствия этого явления и дадим ему оценку.

С позиций макроэкономики известно, что чем выше доля заработной платы в национальном доходе страны, тем более развита экономика данной страны, тем более высокотехнологична продукция данной страны, с одной стороны, позволяющая выплачивать высокую зарплату работникам, с другой стороны, требующая более квалифицированную рабочую силу, получающую высокую зарплату. Говоря другими словами, чем выше доля рентных доходов в структуре национального дохода страны, тем менее развита экономика данной страны, которая может предложить миру в основном свои природные ресурсы, наличие и добыча которых зависит в большей мере от геологических и географических условий, а не от эффективности труда населения страны. Поэтому тот факт, что налоги с населения превысили поступления от ресурсных налогов, может некоторым образом свидетельствовать о развитии в нашей стране эффективной экономики, и преодолении зависимости от нефтегазового сектора экономики, а значит, об ослаблении власти тезиса о «ресурсном проклятии» России.

Следует, однако, отметить, что сложившаяся ситуация неоднозначна (тенденция перехода на новую модуль только намечилась). Поэтому наш вывод о возможном переходе к новой модели российской экономики требует дополнительного исследования.

Литература

1. Добыча отдельных видов топливно-энергетических полезных ископаемых. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.gks.ru/bgd/regl/b13_06/lssWWW.exe/Stg//%3Cextid%3E/%3Cstoragepath%3E::|d07/06-07.doc
2. Информация об исполнении консолидированного бюджета РФ за 2006 год. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/doc/reports_file204.zip
3. Информация об исполнении консолидированного бюджета РФ за 2007 год. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/doc/reports_file608.rar
4. Информация об исполнении консолидированного бюджета РФ за 2008 год. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/doc/reports_file425.zip
5. Информация об исполнении консолидированного бюджета РФ за 2009 год. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/doc/reports_file466.zip
6. Информация об исполнении консолидированного бюджета РФ за 2010 год. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/doc/reports_file631.rar
7. Информация об исполнении консолидированного бюджета РФ за 2011 год. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/doc/reports_file_783.zip
8. Информация об исполнении консолидированного бюджета РФ за 2012 год. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/doc/2012.rar>
9. Информация об исполнении консолидированного бюджета РФ за 2013 год. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/doc/%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D1%81.zip>

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСОБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АППАРАТУРЫ КАРОТАЖА
НЕЙТРОННОГО ДЕЛЕНИЯ (КНД-М) НА РУДНИКАХ СКВАЖИННОГО ПОДЗЕМНОГО
ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ**

А.А. Щебельников, А.Б. Абдиманова

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение мощности рудных интервалов и средних содержаний в них урана является основной задачей геофизических исследований на скважинах пластово-инфильтрационных месторождений урана. На сегодняшний день эта задача решается с помощью количественной интерпретации гамма-каротажа [4].

Основным методом разведки месторождений «песчаникового типа» является бурение разведочных скважин по широким сетям и постепенное сгущение сети профилей на участках с высокими значениями гамма-активности. При этом с рудного интервала производится отбор образцов горных пород, для широкого химического анализа рудной залежи. Однако, эта методика требует больших затрат. В таблице 1 представлены данные о доле затрат на обработку керна материала при проведении геологоразведочных работ [3].

Таблица 1

Доля затрат на обработку керна материала

Вид работ	Доля от общих затрат на работы
Керновое бурение	2,35%
Отбор керновых проб	2,18%
Транспортировка керновых проб	1,32%
Обработка проб	0,01%
Лабораторные работы	0,11%

Кроме того, из-за используемой в настоящее время технологии, остаются неисследованными большое количество урановых залежей, так как запредельная стоимость обработки керна и химическое опробование не окупается из-за малых размеров предполагаемых месторождений [1].

Другим методом разведки месторождений пластово-инфильтрационного типа, является бурение поисковой скважины, а затем, измерив высокое значение естественной гамма-активности рудного интервала, проводится каротаж нейтронного деления (КНД-м).

Природные пласты могут быть охарактеризованы, с точки зрения содержания в них урана, на основе счета мгновенных нейтронов деления при облучении рудного интервала. То есть, измеряемая при проведении КНД-м скорость счета потока нейтронов не содержит в себе информацию о содержании в рудах радия, тория, радиоизотопа калия. И результаты интерпретации по определению содержаний урана, в отличие от интерпретации данных гамма-каротажа, не требуют их корректировок на радиоактивное равновесие между ураном, радием и дочерними продуктами их распада, то есть не требуется проведения лабораторных исследований керна материала, а соответственно, затраты на проведение геолого-разведочных работ будут снижены [2]. Именно это обстоятельство и является определяющим при выборе места и роли метода в комплексе геофизических работ, проводимых как при разведке пластово-инфильтрационных месторождений урана, так и при их обработке способом подземного выщелачивания.

Так, как оборудование является дорогостоящим (более 5 млн.руб), то его приобретение возможно для большинства геологоразведочных предприятий только за счет заемных средств, поэтому ежемесячные выплаты по кредиту относятся к постоянным затратам.

Доля затрат на оборудование является наибольшей в формировании стоимости с использованием метода каротажа нейтронного деления и составляет 3,83%.

Об эффективности использования данного оборудования в финансово-экономическом аспекте, говорят следующие стоимостные показатели. Стоимость:

- каротажной станции около 5 млн.руб.;
- аппаратно-методического комплекса приблизительно 1,5 млн.руб.
- разработки в среднем 28-30 млн.руб.
- одного погонного метра каротажа КНД-м равна 200 руб.
- колонкового бурения -2000 руб.
- бескернового бурения приблизительно 700 руб.пог.м.
- анализа кернового материала- 2000 руб.проба.

Экономический эффект приблизительно составил 800 руб. на один погонный метр каротажа.

Использование прямого метода определения содержания урана КНД-м, как обязательного и необходимого позволяет не только повысить достоверность подсчета запасов урана на гидрогенных месторождениях по промышленным категориям, но и имеет следующие преимущества:

- увеличение доли бескернового бурения до 85-90 % от общего объема буровых работ;
- сокращение затрат на транспортировку кернового материала до лаборатории;
- сокращения лабораторно-аналитических работ.

Литература

1. Ерофеев Л.Я., Номоконова Г.Г. Геофизические методы исследования месторождений урана: учеб. пособие. – Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2009. – 105 с.
2. Ларионов В.В., Резванов Р.А. Ядерная геофизика и радиометрическая разведка. – М: "Недра", 1988. – 325 с.
3. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин: учебник для вузов. – М.: Недра, 1982. – 368 с.
4. Хасанов Э.Г., Дробов С.Р. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах на пластово-инфильтрационных месторождениях урана. – Алматы, 2010. – 204 с.
5. Язиков В.Г. Инструкция по каротажу методом мгновенных нейтронов деления при подготовке к эксплуатации и эксплуатации пластово - инфильтрационных месторождений урана. – Алматы: Институт высоких технологий, 2003. – 66 с.

УРАН И ДРАГОЦЕННЫЕ КАМНИ В ГРЕЦИИ

А.Я. Адактилиду

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

«В Греции есть большое количество полезных ископаемых, но не разрешают вам их добывать», ответил Никита Хрущев греческому Премьеру-Министру Софоклису Венизелу в 1955 году, когда последний посетил Москву и сказал, что «Греция бедная страна». Естественно в Греции есть разные виды полезных ископаемых и в этой статье рассматриваются все типы ценных минералов.

В соответствии с Греческим Институтом Геологии и Разведкой Полезных Ископаемых (ИГМЕ), в 1980 году были найдены 22 места месторождений урановой руды в регионе Паранести-Драмас, в номе Серреса нашли депозиты более 2000 тонн урана. В следующем год ИГМЕ оценил, что в области Македонии есть более 5000 тонн урановой руды. 23 февраля 1996 года ученые ИГМЕ нашли в номе Кавалы огромный депозит урана – 300 млн. тонн с урановым концентратом в 16%. В рамках 10-ой конференции Греческого Геологического Общества в апреле 2004 года было сказано, что в греческих недрах и в акватории эгейского моря находятся большое количество урана, которые Греция сможет их использовать в решении проблемы энергетического кризиса. Самая недавняя информация исходит от общего доклада «Uranium 2009» Организации Экономического Сотрудничества и Развития (ОЭСР) и Международного Агентства по Атомной Энергии, что в Греции есть более 20000 тонн урана. (Рис 1.)

Второе в шкале самых дорогих полезных ископаемых после урана - это осмий. В Греции есть осмий в юго-восточном эгейском море, но нет достаточной информации об его количестве.

Первым в истории человечества, который написал о полезных ископаемых и их свойствах был Орфей в его книге «Лифика» сотни лет до н.э. Первым Орфей отмечает алмаз в области Фраки. Сегодняшние ученые подтверждают версию Орфея, что в этой области и в области Македонии находятся алмазы. Конкретно Mposkos. E & Костопулос в книгах «Diamond, Former coesite and supersilic garnet in metasedimentary rocks from the Greek Rhodope», Костопулос Д. Иоаннидис Н & Склавунос С. «A New Occurrence of Ultrahigh, Pressure Metamorphism, Central Macedonia, Northern Greece: Evidence from Graphited Diamonds?» и А. Цирабидис «Богатство Греции Полезных Ископаемых» доказывают что в северной Греции есть месторождения алмазов, восьмигранные и четырехгранные и кубические графитические алмазы размером 2-300 м., которые находятся внутри граната и кварца в регионах Галаринос, Ливади и Марафуса в Центральной Македонии. В Мазе-Родопи, Пилима-Ксанфис,

Кими и Сминага-Родопис и в Сидиро-Эврос есть восьмигранные и кубические кристаллы размера в 20 м. внутри в порфиробластических гранатах.

Так же геологи Э. Цякос, В. Мелфос и А. Цирамбидис нашли рубины в регионе Месохорио и Паранести-Драмас, на севере города Ксанфи, в Мазе-Родопис и в регионе Стирипматос-Горгонас.

Кварц есть в номах Родопис и Эвроса и Яшма находится на Крите, подтверждает ученый Э. Цякос. Бирюзовый есть в Вафи-Килкиса с отствием: Д. Димитриадис, С. Склавунос, Т. Эрикссон, К. Михаилидис и Ш. Кугулис.

Аметист в соответствии Греческого Геологического Общества находится в регионах: Като Неврокопи-Драмас, Сапес и Кассигерес-Родопис, Суфли-Эвру, Лимнос, Лесвос, Милос, Серифос, Стратоники Олимпиада-Халкидикис, Лаврио и Пендели-Аттикис.



Рис.1 Месторождение урана в области Македонии и Фраки (источник: ИГМЕ)

И Наконец рассмотрим самый распространенный драгоценный камень – золото. ИГМЕ объявил, что нашлось золото (эпитермальное типа) в Сапес- Родопис (рис 2.) стоимостью более 9 млрд евро. М. Вавелидис в его книге: «Месторождения Золото и Древняя Горнодобывающая Деятельности в Македонии и Фраке» что: Греция из-за ее геотехнического положения и геологической структуре представляет большое количество золота особенно в областях Македонии и Фраке. Кроме этих областях золото есть в Эвии, Сифносе, Милосе, Самосе, Лесвосе и в Лимносе. В районе Стримоникоса есть значительные запасы ильменита, редкоземельных камней и россыпного золота. Эти все данные доказывают, что Греция является одна из самых золотonosных стран. Кроме того Великий Александр и его отец Филипп II поддерживали свою силу и власть на систематическом использовании золотых рудников Македонии и Фракии.

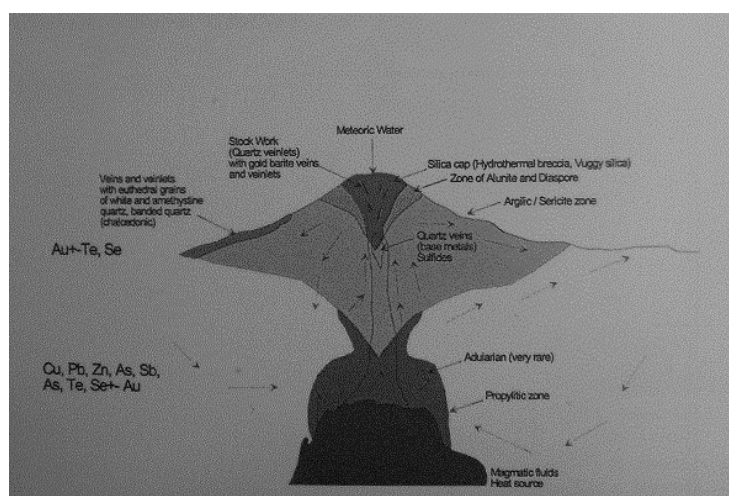


Рис.2 Месторождения золота в Сапес-Родопис (источник: ИГМЕ)

К сожалению кроме золотых рудников в Халкидиках все остальные минералы остаются недобываемыми. Области Македонии и Фракии имеют замечательное разнообразие и высокую концентрацию минерального сырья. Ответ на вопрос должен ли быть прогресс по добыче и разработки сырья является позитивным, по мнению писателя. С рациональными методами эксплуатации и управления депозитами с абсолютной и без вычета защиты окружающей среды, эти области могут быть крупными горнодобывающими центрами страны. В то же время , очень важным является эффективная активация и участие местных органов в принятии решения, вынесенных на территории достоверной информации, чтобы стали выгодны для населения и Таким образом Греция может достичь сбалансированного развития на благо жителей и решить разрубить гордиев узел рецессии которую в настоящее время переживает вся страна.

Литература

1. Χάρτης της μεταλλείας στη Μακεδονία και Θράκη. Στόχοι του ΙΓΜΕ. Αρβανιτίδης Ν. Πρακτ. Ημερίδας
2. Σ.Μ.Ε. και Σ.Ε.Μ.Μ.Θ., Καβάλα, Β11-30
3. Diamonds, former coesite and supersilic garnet in metasedimentary rocks from the Greek Rhodope. Mposkos, E.D. & Kostopoulos, D.K., 2001
4. ΒΑΒΕΛΙΔΗΣ, Μ. (2007) Κοιτάσματα χρυσού και αρχαία μεταλλευτική δραστηριότητα στη Μακεδονία και Θράκη. Αρχαιομεταλλευτικές έρευνες. Ο χρυσός των Μακεδόνων, 47-61, Εκδόσεις Ζήτρος, Θεσσαλονίκη.

ОСНОВНЫЕ ФОНДЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ КАК ГЛАВНЫЕ РЕСУРСЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА

К.Н. Ахмадеев

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Факторы (ресурсы) производства - ресурсы, необходимые для производства товаров и услуг. В нефтегазовой отрасли наиболее приоритетным фактором являются основные фонды, так как это фондоемкое производство. Средства труда, представляющие собой наиболее дорогостоящую часть средств, производства и обслуживающие большое число производственных циклов в течение длительного времени называются основными фондами. Их стоимость переносится частями на добываемую или изготавливаемую продукцию. В нефтегазодобывающей промышленности на долю основных фондов приходится 96-97 % от всей суммы производственных фондов. Для упрощения учета, отчетности и начисления амортизации основных фондов в их состав не включаются: 1) предметы, функционирующие в процессе производства менее одного года (независимо от их стоимости); 2) спецодежда, обувь, мелкий инвентарь и т.п., независимо от срока службы (т.е. предметы небольшой стоимости). Не относятся к основным фондам приборы, средства автоматизации и лабораторное оборудование, приобретенное для центральных заводских лабораторий. Одна из главных задач промышленности - повышение эффективности и качества общественного производства и значительное увеличение отдачи капитальных вложений и основных фондов, являющихся материальной базой производства и важнейшей составной частью производительных сил страны. Основные фонды участвуют в процессе производства длительное время, обслуживают большое число производственных циклов и, постепенно изнашиваясь в производственном процессе, частями переносят свою стоимость на изготавливаемую продукцию, сохраняя при этом натуральную форму. Эта особенность основных фондов делает необходимым их максимально эффективное использование. В условиях быстрого технического прогресса происходит постоянное совершенствование техники, создаются новые, более высокопроизводительные виды механизмов и аппаратов, заменяющих старую технику. Срок использования (срок службы) основных фондов в производственном процессе приобретает все большее значение, как с точки зрения технического прогресса, так и с точки зрения более правильного высокоэффективного использования тех капитальных вложений, которые затрачиваются на создание новых основных фондов.[1]

Рассмотрим состав и структуру основных фондов в нефтегазовой промышленности. В зависимости от участия основных фондов в производственном процессе и их влияния на конечные результаты производства все основные фонды делятся на две группы: непроизводственные основные фонды; промышленно-производственные основные фонды. Непроизводственные фонды - это та часть основных фондов, которая находится в распоряжении промышленности (отдельных предприятий), но непосредственного участия в производственном процессе не принимает. К ним относятся находящийся на балансе предприятий жилой фонд, клубы, столовые, детские ясли, поликлиники, стадионы, спортивные базы, т.е. все связанное с культурно-бытовым обслуживанием работников предприятия. Эта часть основных фондов оказывает влияние на ход производственного процесса только косвенно: чем лучше культурно-бытовые условия, тем выше производительность труда рабочих. В дальнейшем, будут рассматриваться только промышленно-производственные основные фонды, и под понятием основные фонды будет подразумеваться только эта часть производственных фондов. Промышленно-производственные основные фонды непосредственно участвуют в производственном процессе: либо обслуживают его, либо создают благоприятные условия для нормального его протекания. Участие различных видов основных фондов в производственном процессе неодинаково, также неодинаково их воздействие на ход и результаты производства, отсюда различны сроки их жизни, степень изнашиваемости, размеры ежегодных амортизационных отчислений.[2]

Рассмотрим на примере использование основных фондов нефтегазовой компании на Талдинском месторождении, которое находится в Кузбассе в Новокузнецкой области.

Для бурения скважины привлечены: буровая установка «SATVIA» на базе грузового 5-осного автомобиля марки «Mercedes-Benz», циркуляционная система ЦСГО, кран на базе автомашины «Урал», тампонажный агрегат на базе автомашины «Урал», специальные цементовозы, используемые во время цементирования скважины, а так же бензовоз для снабжения топливом. Выше перечисленная техника относится к промышленно-производственным основным фондам. ООО «Томскбурнефтегаз» - независимая нефтесервисная компания Томской области, основным видом деятельности которой является строительство нефтегазовых скважин «под ключ». Предприятие ООО «Томскбурнефтегаз» создано в 1999 году на базе специализированного управления ОАО «Томскнефть» для реализации Газовой программы Томской области. В настоящее время предприятие выросло до федеральных масштабов, обладает штатом высококвалифицированных специалистов, современной производственно-ремонтной базой, учебным центром и лабораторным комплексом. География присутствия компании включает в себя большинство регионов Сибирского федерального округа. [3]

К ведущей группе основных фондов, от которых зависит производительность строительства нефтегазовой скважины относится буровая установка «SATVIA» на базе грузового 5-осного автомобиля марки «Mercedes-Benz». В компании ООО «Томскбурнефтегаз», числятся две переносных буровых установок марки «SATVIA», с возможной глубиной бурения 1400 метров и 1600 метров соответственно. На участке, где я проходил практику, была задействована буровая установка с возможной глубиной бурения 1400 метров. Грузоподъемность привода на данной установке 120 тонн. Стоимость данного оборудования на заводе в Германии 4 млн. евро без учета транспортировки до объекта. Возможности и стоимость данной установки впечатляют. Теперь о производителе буровой установки: в середине июня 2012 года компании группы Streicher переименованы, дочерняя компания была переименована в «SATVIA». Основанная компания производит и реализует вот уже более 40 лет буровые установки, оборудование и аксессуары для буровой промышленности, фокусом деятельности является разработка и производство мобильных буровых установок с растягивающим усилием от 50 до 200 тонн. [4]

Остальную спецтехнику, например, кран и бензовоз можно встретить и в городской черте. Чего не скажешь о тампонажном агрегате на базе автомашины «Урал». По сути, своей, тампонажный агрегат – это большой и мощный насос, монтированный на базу грузового автомобиля «Урал». Данная техника позволяет пробурить скважину в кратчайшие сроки.

Литература

1. Официальный сайт Федерального образовательного портала. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ecsosman.hse.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
2. Официальный сайт центральной деловой газеты Санкт Петербурга. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dp.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
3. Официальный сайт ООО «Томскбурнефтегаз». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tbng.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
4. Официальный сайт группу предприятий STREICHER. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.streicher-drillingtechnology.de/>, свободный – Загл. с экрана.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Р.М. Баев

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день в нефтегазодобывающей отрасли существует проблема не только снижения запасов легкодобываемых углеводородов, но и проблема воспроизводства запасов. Одним из возможных решений данных проблем могут послужить мелкие, со сложной структурой залежи месторождения, а также нетрадиционные источники углеводородного сырья, кроме того, такие месторождения могут быть интересными для малых предприятий нефтегазовой отрасли. Наиболее актуальным из таких источников является так называемая «сланцевая нефть». Под сланцевой нефтью понимается природное скопление углеводородов в плохопроницаемых (непроницаемых) породах, обогащенных органикой и имеющих возможные прослои, линзы алевритов, а также песчаников. Зачастую, такие нетрадиционные залежи обогащены тяжелыми фракциями нефти (битумы, асфальты).

Целью данной статьи является: рассмотрение экономических аспектов добычи сланцевой нефти и перспектив развития ее добычи в России.

Сегодня наблюдается рост эффективности проектов по добыче сланцевой нефти с точки зрения динамики затрат и роста их прибыльности.

Обозначим следующие экономические аспекты при добыче сланцевой нефти.

Снижение затрат, которое обусловлено постепенным внедрением технологии множественного гидравлического разрыва пласта и применением современных внутрислоевых методов нагрева, которые фактически позволяют проводить первичную подготовку и переработку нефти непосредственно «в пласте», тем самым снижая затраты на оборудование месторождения и переподготовку НПЗ.

Особенности затрат для проектов по добыче сланцевой нефти по сравнению с традиционными методами, которые обусловлены:

а) спецификой сланцевых проектов для методов первичной переработки нефти в пласте определяющейся значительным интервалом между началом обустройства месторождения до первой нефти (2-4 года), что увеличивает срок окупаемости по сравнению с аналогичными проектами по добыче традиционной нефти;

б) получаемым на поверхности сырьем, которое по своим физико-химическим свойствам значительно уступает в качестве традиционной нефти и требует дополнительного ретортинга (перегонки в реторте) для подготовки сырья к переработке на НПЗ, что приводит к снижению доходности, по сравнению с более современными внутрипластовыми методами добычи; но все равно все эти методы остаются в диапазоне цен отсечения (цены нефти на рынке, при которых проекты по добыче становятся экономически рентабельным) на позициях достаточных для того, чтобы конкурировать с проектами по добыче традиционной нефти.

По мнению аналитиков себестоимость добычи сланцевой нефти колеблется в диапазоне от \$150 до \$250 за баррель. При этом на сегодняшний день рыночная стоимость сланцевой нефти в США составляет \$70 за баррель.

Однако с учетом постоянных внедрений технологических новаций, часть проектов по добыче сланцевой нефти, с экономической точки зрения, вполне имеет право на присутствие в активах компаний не только в качестве небольших инновационных проектов, направленных на отработку технологий, но и в качестве прибыльных, коммерческих активов.

Из всех нефтегазоносных провинций России с точки зрения присутствия нетрадиционных пород-коллекторов наиболее перспективной является Западно-Сибирская провинция. На сегодняшний день компания RusPetro Plc заключила соглашение с Schlumberger по освоению Баженовской свиты, отложения которой распространены на площади в 2,5 млн. км² и представлены глинами и аргиллитами. Причина нефтегазоносности данной формации объясняется нефтегенерирующими процессами, протекающими в самой свите, что подтверждают многочисленные исследования и кернопробования. Таким образом, нефтегазоносность баженовской свиты давно известна и ясна, однако острым вопросом выступает проблема развития методики извлечения и технологий добычи нефти из непроницаемых пород данной формации.

В России все большее внимание начинает уделяться развитию технологий добычи сланцевого газа и успешной адаптации этих технологий для извлечения нефти из нетрадиционных коллекторов. Баженовскую формацию в ближайшем будущем планирует разрабатывать компания «Роснефть» совместно с американской ExxonMobil и норвежской Statoil. Из методов подходящим для разработки Баженовской свиты является добыча сланцевой нефти непосредственно из пласта (бурение горизонтальных скважин с последующим проведением множественных гидравлических разрывов пласта).

Подводя итог вышеизложенному, отметим Баженовскую свиту, как перспективный объект для добычи сланцевой нефти в России. Для недропользователей, разрабатывающих залежи Баженовской свиты, в налоговом кодексе при расчете НДПИ введены коэффициенты Кд и Кдв, которые носят льготный характер. Но не смотря на данные льготы, отметим высокую себестоимость добычи сланцевой нефти в мире, поэтому в настоящее время для рентабельной разработки месторождений сланцевой нефти очень важно обратить внимание на развитие новых технологий, на привлечение инвестиций в сферу научного сегмента нефтегазодобывающего сектора российской экономики.

Литература

1. Аронов С.Г. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР т. 1-12, М., 1962-78.

ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

А.Ю. Бурькин, И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая отрасль является важнейшим сектором российской экономической системы, и очень важно разумно и рационально использовать все геологические запасы страны.

Коэффициент извлечения нефти (К) — это показатель отношения извлекаемых запасов нефти ($Q_{извл}$), к геологическим ($Q_{геол.}$).

$$K = \frac{Q_{извл}}{Q_{геол.}} \quad (1)$$

В настоящее время в России коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет порядка 0,35 — 0,37, когда в мире этот показатель превышает 0,50 [1]. Такое положение вещей обусловлено геологическим строением месторождений и различными технологическими факторами.

Все нефтегазодобывающие компании России, при оформлении лицензий на добычу полезных ископаемых, обязаны предоставить на государственную экспертизу материалы по подсчету запасов нефти и горючих газов. Все документы оформляются в соответствии с требованиями, рекомендованными протоколом министерства природных ресурсов России от 03.04.2007 №11-17/0044-пр, утвержденным МПР РФ. Неотъемлемой частью пакета документов, представляемых на государственную экспертизу, является технико-

экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата (ТЭО КИН). В этом документе дается обоснование КИН по каждой залежи и по месторождению в среднем.

После получения лицензии на добычу полезных ископаемых, нефтегазодобывающая компания обязана производить разработку в строгом соответствии с утвержденным проектом.

Для повышения показателя КИН используется ряд технологий, но их применение требует дополнительных затрат и большинство российских компаний пренебрегают этими методами повышения нефтеотдачи.

В западных странах, в случае если компания-недропользователь не смогла реализовать заявленный КИН, на эту компанию государством накладываются санкции, вплоть до лишения лицензии. Реалии же российской нефтяной отрасли таковы: на множестве российских месторождениях не удается достичь проектного коэффициента извлечения нефти, при этом к нефтегазодобывающим компаниям не применяется никаких санкций. На данный момент нефтяные компании сами решают, какой КИН им наиболее удобен, что приводит к недобросовестной разработке месторождений и оставлению большого количества углеводородов в недрах.

Российские нефтегазодобывающие компании не инвестируют достаточное количество средств в технологии повышения нефтеотдачи, так как имеют возможность продолжать разрабатывать месторождения, не выполняя проектный КИН. Для решения этой проблемы необходимо вводить государственные программы стимулирования компаний к получению высоких показателей коэффициента извлечения нефти.

Экономические методы стимулирования нефтегазодобывающих компаний можно разделить на два вида:

- введение штрафных санкций за невыполнение проектного КИН
- введение программ поощрений за достижение высоких показателей КИН

13 апреля 2007 года, министерством природных ресурсов РФ, было предложено штрафовать компании за снижение проектного показателя КИН, указанного в технико-экономическом обосновании. Суть предложенной инициативы заключалась в том, что в отношении недобросовестных компаний, допускающих снижение КИН, будут применяться экономические санкции в виде взимания штрафов за не добытую в результате нарушения технического проекта нефть в размере НДС. Таким образом, компании будут платить за невыполнение технологических показателей по извлечению нефти, установленных проектом, как если бы они добывали ее. [3]

К сожалению, инициатива введения штрафов за невыполнение проектного КИН не была реализована. Поэтому необходимо предложить систему поощрения компаний, за получение высоких показателей коэффициента извлечения нефти.

Далее будет предложен метод стимулирования нефтегазодобывающих компаний. Суть предлагаемого метода заключается в том, что если компания смогла добиться показателя КИН выше чем проектный, то компания получает право на возврат части уплаченного налога на добычу полезных ископаемых. Данная льгота будет распространяться только на тот объем нефти, который был добыт посредством перевыполнения показателя КИН. Этот объем продукции (Q_n), можно определить по формуле:

$$Q_n = Q_{\text{факт}} - Q_{\text{извл}}, \text{ т} \quad (2)$$

где $Q_{\text{факт}}$ — количество фактически извлеченной нефти, т; $Q_{\text{извл}}$ — извлекаемые запасы нефти, в соответствии с ТЭО КИН, т.

Количество нефти Q_n — это тот объем продукции с части которого и будет осуществляться налоговый вычет. Эта часть будет определяться льготным коэффициентом K_l . Предполагается, что льготный коэффициент будет изменяться, в зависимости от того, на сколько процентов был перевыполнен показатель КИН. Показатель перевыполнения КИН (γ) можно определить по формуле:

$$\gamma = \frac{(K_{\text{ф}} - K_{\text{пр}})}{K_{\text{пр}}} \times 100\%, \quad (3)$$

где $K_{\text{ф}}$ — фактический показатель КИН; $K_{\text{пр}}$ — проектный показатель КИН.

Для лучшего стимулирования нефтегазодобывающих компаний, льготный коэффициент (K_l) предлагается установить по прогрессивной шкале (табл. 1).

Таблица 1

$\gamma, \%$	K_l
0 — 5	0,1
5 — 10	0,11
10 — 15	0,12
15 — 20	0,13
≥ 20	0,14

Тот объем продукции, который не будет облагаться налогом на добычу нефти (Q_n), можно определить по формуле:

$$Q_n = Q_n \times K_l, \text{ т} \quad (4)$$

Рассмотрим пример расчета на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. Новопортовское месторождение расположено в арктической климатической зоне, на территории Ямальского района ЯНАО и является самым северным из разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений Ямала. В конце 2012 года, контроль над этим месторождением был получен компанией «Газпром нефть». Геологические

запасы нефти Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения составляют 230 млн. тонн [4]. Согласно проекту, за расчетный период времени (33 года) на месторождении будет добыто 79,6 млн. тонн нефти [5]. Коэффициент извлечения нефти в этом случае составляет 0,35.

Представим, что компании ОАО «Газпром нефть», за расчетный период времени, удастся добыть на Новопортовском месторождении 90 млн. тонн нефти. В этом случае, фактический показатель КИН превысит проектный, и компания получит право на налоговый вычет. Произведем расчет ежегодных налоговых выплат и сумму налогового вычета. При расчете среднегодовых показателей, разделим $Q_{п}$, $Q_{факт}$, $Q_{извл}$ на количество лет расчетного периода (33 года).

По формуле 1 рассчитаем фактический КИН:

$$K_{ф} = \frac{2,727272}{6,969696} = 0,39$$

По формуле 2 рассчитаем показатель $Q_{п}$:

$$Q_{п} = 2,727272 - 2,412121 = 0,315151, \text{ млн. т}$$

По формуле 3 рассчитываем показатель перевыполнения КИН:

$$\gamma = \frac{(0,39 - 0,35)}{0,35} \times 100\% = 11,4\%$$

По табл.1 выбираем льготный коэффициент $K_{л} = 0,12$ и рассчитываем количество нефти не облагающееся налогом:

$$Q_{л} = 0,315151 \times 0,12 = 0,037818 \text{ млн. т}$$

Рассчитаем сумму НДС с того количества нефти, который был добыт посредством перевыполнения показателя КИН:

$$C = 493 \times K_{ц} \times K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times Q_{п}, \text{ руб} \quad (5)$$

Налоговая ставка при добыче нефти из нефтегазоконденсатных месторождений составляет 493 рубля за одну тонну. При этом указанная налоговая ставка применяется с коэффициентом, характеризующим динамику мировых цен на нефть, — $K_{ц}$.

$$K_{ц} = (\text{Ц} - 15) \times \frac{P}{261}, \quad (6)$$

где Ц — средний за налоговый период уровень цен нефти сырой марки "Юралс" в долларах США за один баррель, принимаем Ц = 110\$; P — среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, принимаем P = 33р.

$$K_{ц} = (110 - 15) \times \frac{33}{261} = 12,0115$$

Для расчета суммы НДС с того количества нефти, который был добыт посредством перевыполнения показателя КИН, принимаем коэффициенты $K_{в}$, $K_{з}$, $K_{д}$, $K_{дв}$ равными 1.

$$C = 493 \times 12,0115 \times 1 \times 1 \times 1 \times 1 \times 315151 = 1\,866\,220\,065 \text{ руб.}$$

Рассчитаем сумму налогового вычета:

$$C_{в} = 493 \times 12,0115 \times 1 \times 1 \times 1 \times 1 \times 37818 = 223\,945\,697 \text{ руб.}$$

Сумма, на которую ежегодно будет пополняться государственный бюджет, посредством введения программы поощрений за достижение высоких показателей КИН:

$$C_{н} = C - C_{в} = 1\,866\,220\,065 - 223\,945\,697 = 1\,642\,274\,368, \text{ руб}$$

За 33 года государство получит выгоду 54 195 054 144 руб., а предприятие получит право на налоговый вычет в размере 7 390 208 001 руб. Следовательно, в данном случае, налоговый вычет будет составлять:

$$\frac{(54\,195\,054\,144 + 7\,390\,208\,001)}{7\,390\,208\,001} \times 100\% = 12\%$$

Следует отметить, что сэкономленные средства могут частично или полностью покрывать затраты на внедрение технологий повышения коэффициентов извлечения нефти.

Достижение высокого КИН, является одной из самых приоритетных задач нефтегазовой отрасли. Данный метод поощрения позволит создать благоприятные условия для компаний, выполняющих проектный коэффициент извлечения нефти, что окажет благоприятное влияние на всю отрасль в целом. Экономические методы стимулирования нефтегазодобывающих компании, успешно реализуются в ряде стран на протяжении долгого времени. Они подталкивают недропользователей инвестировать средства в третичные методы нефтеотдачи и иные технологии, что позволяет увеличить извлекаемые запасы на 30 — 40%.

Литература

1. Старинская Г. Минэнерго рассчитывает на новые технологии в добыче сырья // РБК daily [электронный ресурс] режим доступа: <http://rbcdaily.ru/industry/562949984549759> Дата обращения 10.12.2013
2. Налоговый кодекс РФ, глава 26, налог на добычу полезных ископаемых / СПС «Консультант»
3. За снижение коэффициента извлечения нефти (КИН) будут наказывать рублем официальный сайт Министерства природных ресурсов и экологии [электронный ресурс] режим доступа: <http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=16002> Дата обращения 06.01.2014
4. Новые месторождения официальный сайт ОАО «Газпром нефть» [электронный ресурс] режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/business/exploration-and-production/new-fields/> Дата обращения 06.01.2014

5. Устимов С.К. Прогнозирование коэффициента извлечения нефти в процессе разработки месторождений: дисс. канд. Техн. Наук. - М. 2007г. - 143 с.

ПРОБЛЕМА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА В РОССИИ

В.Е. Бухарина

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовый сектор играет ключевую роль в экономике России. В 2013 году он обеспечил высокие доходы от экспорта. В январе-июне он возрос на 8,5% по сравнению с соответствующим периодом прошлого года. Также он обеспечил значительные поступления в федеральный бюджет. Исходя из этого, очевидно, что нефтегазовый сектор оказывает огромное влияние на социально-экономическое развитие страны и добывающих регионов.

Ни в одной из стран нефтегазовый сектор не может являться объектом регулирования лишь рыночных сил и рыночных механизмов. На данный момент зарубежная практика доказывает, что функционирование и развитие нефтегазового сектора рассчитывает на инициативу государства как регулирующего органа и как субъекта рыночных отношений. В настоящее время прогнозы экономистов лишь поверхностно характеризуют будущую стратегию ужесточения государственного регулирования нефтегазового сектора в нашей стране. Они лишь упоминают о том, что необходимо определить механизмы эффективного мониторинга деятельности недропользователей и ужесточить контроль. На самом деле имеющаяся в России система государственного регулирования отличается фрагментарным характером и пока не в состоянии решить такую крупную задачу, т.к она существенно отличается от условий функционирования недропользователей в развитых постиндустриальных странах.



Рисунок 11 Добыча нефти и газового конденсата на территории ЯНАО, млн.тонн

Существующее положение в нефтегазовом секторе России свидетельствует о необходимости реформации принципов государственного регулирования. К ряду особенностей экономико-правового пространства в НГС в России следует отнести [1]:

- приоритет вертикально интегрированных нефтегазовых компаний, ограниченный рост самостоятельных малых и средних нефтегазовых компаний;

- малую взаимосвязь блока, который связан с выработыванием правил пользования недрами, и разделом, связанным с налогообложением нефтяных предприятий;

- фискальную ориентацию системы налогообложения, которая неизбежно приведет к фокусированию компаний не на достижение общественно рациональных темпов добычи, а на достижение максимально возможных коммерческих (краткосрочных) результатов разработки месторождений углеводородов;

- слабую регламентацию процессов освоения недр и добычи, отсутствие системы технического регулирования, ряда стандартов и регламентов ведения работ в нефтегазовом секторе.

И это лишь малая часть проблем, которые необходимо решить. Для освещения полного списка проблем необходимо исследовать следующие аспекты[1]:

- характеристику поведения нефтегазовых компаний при разных институциональных условиях;

- критерий рациональности институциональных изменений в нефтегазовом секторе;

- особенности создания и социальных, и экономических выгод на возможных этапах освоения нефтегазовых месторождений и провинций;

- динамику трансформаций в структуре специального налогообложения нефтегазового сектора России;

- политику налогового регулирования нефтегазового сектора на региональном уровне во взаимосвязи с динамикой освоения нефтегазовых провинций;

- динамику институциональных преобразований, направленных на более совершенный учет интересов коренных малочисленных народов при освоении недр на территориях традиционного природопользования.

Особенности формирования социально-экономических выгод на различных этапах и стадиях освоения нефтегазовых месторождений и провинций является одной из важнейших проблем, сказанных выше. Особенно

сильно выражена эта проблема в малоразвитых регионах но с огромным запасом полезных ископаемых. Ямало-Ненецкий автономный округ - центральная часть арктического фасада России. Регион занимает одно из ведущих мест в России по запасам углеводородов, особенно природного газа и нефти. На территории округа расположены следующие месторождения:

- Уренгойское газовое месторождение;
- Южно-Русское нефтегазовое месторождение;
- Находкинское газовое месторождение;
- Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение;
- Еты-Пуровское нефтяное месторождение;

Государственным балансом учитывается 136 месторождений (62 нефтяных, 6 нефтегазовых, 9 газонефтяных, 59 нефтегазоконденсатных), разведанные извлекаемые запасы по которым составляют 14,49% от всех запасов нефти России. Разрабатываются 37 месторождений, годовая добыча составляла 8,5%. Из 136 месторождений в округе одно уникальное — Русское, с запасами нефти — 16,15% округа и 30 крупных, на которых сосредоточено 67,25% запасов и 69,1% добычи нефти округа. Накопленная добыча нефти составляет по округу 375,2 млн. т.[2]

По состоянию на 01 апреля 2013 года добыча нефти в автономном округе производилась 16 предприятиями на 55 месторождениях. За январь – март 2013 года добыто 5,4 млн. нефти или 94,9% к соответствующему периоду 2012 года. Основными нефтедобывающими предприятиями в округе остаются дочерние предприятия ОАО «Газпром нефть» и ОАО «НК «Роснефть». Предприятиями ОАО «Газпром нефть» добыто 3,3 млн. тонн нефти, что составляет 60,4% от объемов добытой нефти в целом по автономному округу. Компанией ОАО «НК «Роснефть» добыто 1,6 млн. тонн нефти (29,3% добычи нефти по автономному округу в целом). [2]

Сейчас автономный округ не обладает действенными полномочиями и механизмами в области регулирования недропользования по углеводородному сырью. Это всецело отстраняет автономный округ от участия в решении актуальных вопросов (проблемных вопросов). А также других вопросов и проблем, работа над которыми в совокупности является неотъемлемой частью экономической, экологической, инфраструктурной и социальной политики региона.

Отсутствие сформировавшейся централизованной инфраструктуры вывоза нефти и газа на территории НАО к началу 2000х гг. способствовало выработке уникальной для РФ системы транспортировки сырья к рынкам, структура и темп развития которой могут замедлять дальнейший рост добычи. Низкий приоритет ТП НПП определил отсутствие проектов государственной компании «Транснефть», единственного монопольного оператора системы магистральных нефтепроводов (МНП). Рост нефтедобычи с начала 2000-х гг. сопровождался массовым строительством промысловых нефтепроводов - почти все существующие нефтепроводы созданы в 2000-е гг. (более 30 промысловых и межпромысловых трубопроводов) и лишь ветка Хартыга введена в начале 1990-х гг. В настоящий момент необходимо обновление для этих нефтепроводов. Кроме того имеется четыре условных центра нефтедобычи НАО, и они «замкнуты» на три главных и несвязанных друг с другом маршрута транспортировки – северный (Варандей) и два южных (Хартыга-Усинск и Вал Гамбурцева-ДНС Салюкинская), которые на сегодняшний момент являются безальтернативными. Их загруженность, отсутствие возможности для маневра является барьером для дальнейшего роста добычи.[2]

Сформированная бюджетная сеть не снабжает необходимым количеством бюджетных услуг высокого качества, что является причиной высокой смертности населения и низкой доступности качественного образования. Система социальной инфраструктуры и бюджетная сеть «посажены» на типовые для районов с плотным населением и развитой системой транспортной и коммуникационной инфраструктуры технологии 1960-70х гг. Такие технологии были признаны экономически не состоятельными для бюджетного сектора в районах Крайнего Севера в США, Канаде и Скандинавии еще в 1970-80е гг. – на смену традиционной концепции организации бюджетной сети пришла идея формирования условий для «удаленного» (теле-) предоставления базовых услуг здравоохранения, образования и социального обеспечения. Именно переход к современной концепции организации бюджетной сети является основным потенциалом значительного повышения эффективности бюджетных трат округа и муниципалитетов – это позволит одновременно снизить издержки оказания базовых бюджетных услуг и повысить их качество и спектр.[3]

Ранимость местных экосистем и совокупность сложных природно-климатических и ландшафтных и геологических особенностей указывает на «экстремальный» характер экономико-географического положения территории. Техногенная нагрузка, которая обычно создается нефтегазовым комплексом, высокая на данный момент, возрастет в разы и в дальнейшем. В итоге при настоящем уровне технологий существующая экологическая ситуация становится хуже и хуже. На факельных установках сжигается в среднем около 450 тыс. тонн природного и попутного нефтяного газа. Выбросы в атмосферу от их сжигания составляют более 60 тыс. т. загрязняющих веществ. Кроме этого в нефтегазодобывающих районах округа еще одна из важных проблем заключена в утилизации отходов бурения. Особенно серьезная ситуация с утилизацией твёрдых бытовых отходов (далее ТБО). Значительная часть мест захоронения бытовых отходов не соответствует санитарным и природоохранным требованиям: отсутствуют санитарно-защитные зоны, заграждения, контроль за объёмом и качеством (токсичностью) поступающих на свалки отходов практически не организован, свалки не имеют кольцевых каналов для перехвата талых и ливневых вод, наблюдательных скважин (колодцев). Складирование отходов, как правило, беспорядочное. Некоторые свалки расположены в водоохраных зонах рек, карьерах, понижениях местности, в лесу. В связи с этим, остаются ограниченными как возможности активного вовлечения значительных природных ресурсов территории НАО в хозяйственный оборот, так и перспективы развития

транспортной инфраструктуры и использования преимуществ протяженного побережья с удобными с точки зрения гидрологии гаванями.[3]

Литература

1. Токарев А.Н. Проблемы адаптации региональных механизмов регулирования к изменениям в структуре минерально-сырьевой базы (на примере нефтегазового сектора Сибири) // Материалы конф. молодых ученых, посвященной 100-летию М.А. Лаврентьева. – Новосибирск: СО РАН, филиал «Гео», 2008. – Ч. 2. – С. 112–114 (авт. – 0,5 п.л.);
2. Администрация Ненецкого автономного округа. Проект «Стратегия социально-экономического развития Ненецкого автономного округа на перспективу до 2030 года» - Нарьян-Мар – Санкт-Петербург, 2008-2009гг. – С 68;
3. Департамент экономики Ямало-Ненецкого автономного округа. Доклад о социально-экономической ситуации в Ямало-Ненецком автономном округе за январь-март 2013 года - г. Салехард, 2013. – С 85.

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И СИБИРСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

М.Б. Вдовкина

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно данным Росстата, добыча нефти в России в первой половине текущего года выросла по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 0.7% до 258.2 млн тонн. По версии Минэнерго, объем добычи составил 258.6 млн тонн, а рост в годовом сравнении - 0.8% [1, с. 10]. Отметим, что во втором квартале динамика добычи немного активизировалась, а в первом квартале рост добычи в годовом сравнении был почти нулевым. Тем не менее, даже с учетом активизации рост добычи слишком низкий и не отвечает возможностям России по экспорту. С открытием нефтепровода ВСТО-2 и ответвления в Китай, Россия имеет хорошие возможности по наращиванию экспорта, однако сделать этого она не может. Новые договоренности с Китаем обязывают Россию наращивать поставки в эту страну, в связи с этим приходится сокращать экспорт в страны Европы, где спрос на российскую нефть остается сравнительно неплохим, о чем свидетельствуют высокие котировки нефти марки Urals.

В предыдущие три года рост добычи нефти в нашей стране обеспечивался за счет ввода в эксплуатацию нескольких месторождений в Восточной Сибири. Добыча на этих месторождениях по-прежнему находится в стадии роста, и темпы роста там сохраняются довольно высокими, но уже в следующем году они заметно снизятся.

В конце текущего года ожидается ввод в эксплуатацию месторождений им. Требса и Титова в Ненецком АО, а также Приразломного месторождения на арктическом шельфе, однако на итоговый результат года добыча из этих месторождений практически не повлияет. Их вклад в общую динамику будет ощутим только в следующем году, но и он будет небольшим, учитывая продолжающееся снижение добычи в Западной Сибири.

Для более сильной активизации добычи необходимо привлекать к разработке месторождения трудноизвлекаемой нефти. Для этого следует предоставлять определенные льготы нефтяным компаниям, которые будут разрабатывать подобные месторождения [2, с. 44].

Правительство уже сделало несколько шагов навстречу нефтяникам, чтобы решить эту проблему. В 2012 году были введены льготы на экспортную пошлину нефти из трудноизвлекаемых месторождений - ставка составила 10% от базовой величины. В июле текущего года был принят закон о дифференциации налога на добычу полезных ископаемых для трудноизвлекаемых запасов нефти, который предусматривает дифференциацию ставки НДС в зависимости от показателя проницаемости коллектора, степени выработанности месторождения и размера нефтенасыщенного пласта (вводятся понижающие коэффициенты от 0 до 0.8).

Таким образом, есть надежда, что динамика добычи нефти в России оживится, но произойдет это, скорее всего, не очень скоро. Во всяком случае, не в ближайшие пять лет.

По мнению экспертов РИА Рейтинг, в целом по итогам года рост добычи нефти в России может составить около 0.5%.

В первом полугодии текущего года наибольший тоннажный прирост добычи среди регионов показал Красноярский край - на 2.2 млн тонн по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Рост добычи высокими темпами в этом регионе продолжается уже четвертый год за счет освоения Ванкорского месторождения. В следующем году добыча на этом месторождении должна выйти на пиковый уровень, и темпы роста заметно снизятся.

Иркутская область, Якутия и юг Тюменской области обеспечили в сумме еще около 2 млн тонн прироста. В этих регионах также недавно началось освоение новых месторождений, но уже в 2014 году добыча на них может достичь проектных максимумов, что приведет к сокращению темпов роста.

Также довольно существенно (почти на 1 млн тонн) выросла в первом полугодии добыча в Ямало-Ненецком АО за счет освоения Юрхаровского и Самбургского газоконденсатных месторождений компаний НОВАТЭК (таблица 1) [1, с. 12].

Цена нефти на внутреннем рынке в первом полугодии изменялась разнонаправленно, но в целом тренд был понижающийся. В среднем за полугодие цена производителей нефти, согласно данным Росстата, составила 10062 руб. за тонну, что на 3.1% ниже, чем в среднем за январь-июнь 2012 года. Для сравнения, за этот же период цена нефти Urals на внешнем рынке сократилась на 4.8%. Спрос на российскую нефть на внутреннем рынке со стороны нефтепереработки в текущем году растет, тогда как экспорт нефти в Европу снижается.

Согласно данным Федеральной таможенной службы (ФТС), экспорт нефти из РФ в первом полугодии текущего года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года снизился на 2.5% до 115.8 млн тонн. При этом экспорт в страны Дальнего Зарубежья снизился на 2.9% до 101.2 млн тонн, а в страны СНГ вырос на 0.4% до 14.5 млн тонн

Таблица 1

Добыча нефти в регионах России

Регион	Январь – июнь 2013 г., млн. т.	В % к январю – июню 2012 г.
Ханты-Мансийский АО	126.0	97.6
Ямало-Ненецкий АО	19.1	105.4
Республика Татарстан	16.2	100.1
Оренбургская обл.	11.2	99.8
Красноярский край	10.6	125.7
Республика Башкортостан	7.5	102.6
Самарская обл.	7.5	102.6
Пермский край	7.0	102.7
Республика Коми	6.8	100.7
Сахалинская обл.	6.7	78.5
Ненецкий АО	6.4	93.0
Томская обл.	6.0	97.0
Удмуртская Республика	5.4	100.1
Иркутская обл.	5.5	115.3
Тюменская область (без учета ХМАО и ЯНАО)	4.9	122.8

Снижение экспорта в страны Дальнего Зарубежья происходит из-за сокращения поставок в Европу, тогда как поставки российской нефти в восточном направлении увеличиваются. По итогам полугодия экспорт через нефтетерминал Козьмино увеличился почти на 40% до 10.6 млн тонн. Более трети этой нефти (35.5%) поставлено в Японию, 23.6% - в Китай, 11.4% - в Южную Корею.

Кроме того, в объемах нефти, отправляемой в восточном направлении, следует учитывать поставки в Китай по ответвлению от ВСТО. Планируемый объем поставок в КНР по этому ответвлению на текущий год составлял 15 млн тонн, а в марте был подписан контракт между Роснефтью и китайской CNPC о дополнительных поставках в 800 тыс. тонн.

Отметим, что в июне текущего года впервые начались поставки российской нефти из Козьмино в Новую Зеландию. Таким образом, география экспорта растет, однако возможностей для существенного увеличения экспорта у России нет в связи с отсутствием потенциала по наращиванию добычи в ближнесрочной перспективе.

По итогам первого полугодия 2013 первичная переработка нефти достигла нового рекордного для этого периода уровня в 135.2 млн тонн. Рост по сравнению с первым полугодием прошлого года составил 2.3% (рисунок 1) [1, с. 13].

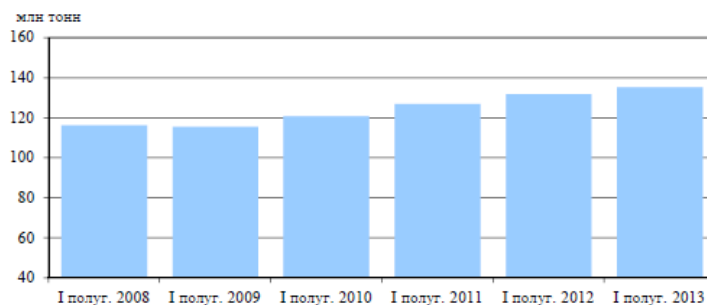


Рис. 1 – Первичная переработка нефти

Доля переработки нефти в первом полугодии 2013 года в общем объеме ее добычи возросла до 52.4% против 51.5% в соответствующем периоде 2012 года.

Увеличение производства обусловлено ростом внутреннего спроса на автомобильный бензин и, в еще большей степени, увеличением экспорта нефтепродуктов.

Исходя из данных Минэнерго и Росстата, доля суммарного производства автомобильного бензина, прямогонного бензина, дизельного топлива и авиакеросина в объеме первичной переработки по итогам полугодия составила 49.4%, что немного больше, чем в январе-июне прошлого года (49.1%).

Также произошло небольшое увеличение глубины переработки за этот период с 71.0% до 71.1%. Тем не менее, глубина переработки остается крайне низкой по сравнению с развитыми странами.

Увеличение выхода светлых нефтепродуктов, а также рост производства моторного топлива повышенного экологического класса отчасти связано с введением новой формулы расчета экспортной пошлины на нефтепродукты («60-66-90»), а также с продолжающейся модернизацией нефтеперерабатывающих заводов в рамках заключенных ранее четырехсторонних соглашений между ФАС России, Ростехнадзором, Росстандартом и двенадцатью компаниями, занимающимися нефтепереработкой.

Литература

1. Аналитический бюллетень / Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: Тенденции и прогнозы. – М., 2013. – 40 с.
2. Калашников И.А. Лизинговые механизмы инвестирования /И. А. Калашников, В. М. Джуха, С. Г. Шагинян; Росжелдор, Рост. гос. ун-т путей сообщ.. - Ростов н/Д: РГУПС, 2011.- 142 с.: а-ил.

БЮДЖЕТНАЯ ДОХОДНОСТЬ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ВЗИМАНИЯ ЭКСПОРТНЫХ ПОШЛИН «60-66-90»

И.В. Шарф, Г.К. Герасимович

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Схема взимания экспортных пошлин «60-66-90» была введена 1 октября 2011 года. Ключевыми положениями данного режима являются изменения экспортных пошлин на нефть: с 0,65 до 0,60, унификация пошлин на светлые и темные нефтепродукты на уровне 0,66 от пошлин на сырую нефть, а так же закрепление экспортной пошлины на бензин – 0,9. Введение данного режима обусловлено необходимостью стимулирования вторичной переработки нефти. Заметим, что глубина переработки в экономически развитых странах составляет 95%, в России – 71,5%.

Конечно, введение стимулирующих мер влечет за собой потери бюджетной системы, определение величины которых является основной целью работы. Кроме того, исследование этих изменений для дальнейшего прогнозирования развития нефтяного комплекса является также актуальной задачей.

В 2013 году в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2013 г. N 276 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, и признании утратившими силу некоторых решений Правительства Российской Федерации», была окончательно закреплена методика расчета экспортной пошлины на сырую нефть марки «Urals», введенная 1 октября 2011 года (табл. 1).

Таблица 1

Формулы расчета экспортных пошлин на нефть [1, 2]

Мировая цена на нефть марки Urals		2002 – 31.07.2004	1.08.2004 – 30.09.2011	01.10.2011 – н.в.
долл./т	долл./барр.	Ставка, долл./т		
До 109,5	До 15	0	0	0
От 109,5 до 146	От 15 до 20	0,35x(Ц–109,5)	0,35x(Ц–109,5)	0,35x(Ц–109,5)
От 146 до 182,5	От 20 до 25		12,78 + 0,45x(Ц–146)	12,78 + 0,45x(Ц–146)
Свыше 182,5	Свыше 25	25,53 + 0,4x(Ц–182,5)	29,2 + 0,65x(Ц–182,5)	29,2 + 0,60x(Ц–182,5)

Ц – цена нефти марки Urals, долл./т

Зная цены на нефть марки «Urals», экспортируемой Россией, и по формулам, приведенным в таблице 1, мы можем рассчитать потери в бюджете за 2012 (табл. 3). Стоит отметить, что не следует ожидать положительных результатов на первом году введения реформы, так как инвестиционный цикл, на который рассчитывалась схема «60-66-90», составляет не менее пяти лет. Проведение расчетов проводится с учетом того, что показатели экспорта и экспортные ставки стабильны.

Расчитав разницу в доходах от экспорта нефти полученных после введения режима «60-66» и доходах, которые бы поступили в бюджет РФ без введения режима, получили -6845,66 млн. долларов. Ориентировочно такую сумму «потерял» бюджет страны, по экспортным пошлинам на сырую нефть, при введении режима «60-66».

Рассматриваемый налоговый режим так же уравнил экспортные пошлины на светлые и темные нефтепродукты (табл. 2).

Расчеты по доходам в бюджет от изменения экспортных пошлин на нефтепродукты, а конкретно бензин, дизельное топливо (светлые нефтепродукты) и мазут (темные нефтепродукты), представлены в таблице 3.

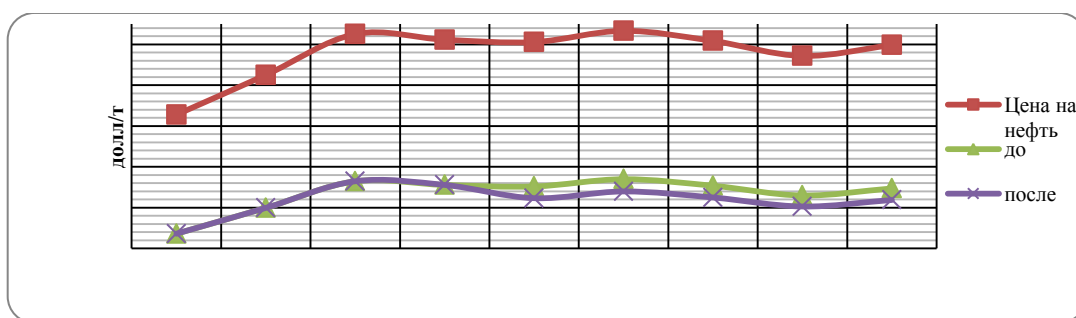


Рис.1 Ставки экспортных пошлин рассчитанные по старой (до) и новой (после) формулам + цены на нефть (табл. 6) [5]

Таблица 2

Ставки экспортных пошлин на нефтепродукты с 2006 по 2011 гг [3,4]

	2010 до 30.09.2011	1.10.2011 по н.в.
Светлые нефтепродукты	0,67 x Ст-нефть	0,66 x Ст-нефть
Темные нефтепродукты	0,467 x Ст-нефть	0,66 x Ст-нефть

Ст-нефть – экспортная пошлина на сырую нефть

Таблица 3

Расчет экспортной пошлины на нефтепродукты и определение дохода в бюджет РФ через объем экспорта

Год		2012
Цена нефть, долл/т		753,05
пошлина на нефть, долл/т	до	400,06
	после	371,53
	Δ	-28,53
Экспорт, млн т	Бензин	3,20
	Дизтопливо	36,74
	Мазут	74,10
Пошлина на нефтепродукты, долл/т	Бензин до	360,05
	Бензин после	334,38
	Δ Бензин	-25,67
	Дизель до	268,04
	Дизель после	245,21
	Δ Дизель	-22,83
	Мазут до	186,83
Мазут после	245,21	
	Δ Мазут	58,38
"Доход" с пошлины, млн долл	Бензин до	1152,17
	Бензин после	1070,01
	Δ Бензин	-82,16
	Дизель до	9847,73
	Дизель после	9009,00
	Δ Дизель	-838,73
	Мазут до	13843,86
Мазут после	18170,04	
	Δ Мазут	4326,17
"Доход" от нефтепродуктов, млн долл		3405,29
Итого "доход":		-3440,37

По полученным расчетам видно, что положительный эффект для бюджета РФ от введения новых экспортных пошлин на нефтепродукты, получен только для экспорта темных нефтепродуктов, в частности мазута, 4326,17 млн долларов.

При сложении полученных результатов по экспорту сырой нефти, темных, светлых нефтепродуктов и бензина получаем: -3440,47 млн долларов. Именно такие потери понес бюджет РФ в 2012 году от введения налогового режима «60-66-90».

Выводы: В результате введения режима «60-66-90», по анализу за 2012 год, бюджет РФ потерял 3440,47 млн. долларов. Увеличение дохода от продажи темных нефтепродуктов: 4326,17 млн долларов, не покрыло убытки в 6845,66 млн долларов от снижения экспортной пошлины на нефть.

Литература

1. Закон РФ № 409-ФЗ «О таможенном тарифе» (в редакции от 6 декабря 2011 г.).
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 29 марта 2013 г. № 276 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, и признании утратившими силу некоторых решений Правительства Российской Федерации».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1155 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на отдельные категории товаров, выработанных из нефти».
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 26 августа 2011 г. № 716 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. N 1155».
5. Центральный Банк Российской Федерации. Экспорт Российской Федерации сырой нефти за 2000-2012 годы [электронный ресурс] - Режим доступа: http://www.cbr.ru/statistics/print.aspx?file=credit_statistics/crude_oil.htm

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЭФФЕКТИВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

С.Э. Гуреев

Научный руководитель ассистент К.Н. Третьяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время российские нефтегазовые компании в основном улучшают добычу из пробуренных ранее месторождений - устанавливают новейшие технологии, привлекают новых сотрудников, ищут новые месторождения. Компании все больше участвуют в международных проектах. Предпочтение ложится на приобретение доли в отлаженных производствах, а не покупке неразработанных месторождений. Но диверсификация бизнеса и снижение страновых рисков приводят к росту капитализации - показателя, который характеризует сегодня российские компании как не развитые по сравнению с иностранными конкурентами. Исходя из этого, существует проблема в эффективной деятельности предприятий нефтегазового сектора. Несмотря на то, что география добычи и разведки достаточно широка, российские нефтегазовые компании присутствуют на обширной территории «нефте-стран». Например, «Роснефть» и «Газпром» присутствуют в Алжире, ТНК-ВР, «Зарубежнефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ» - во Вьетнаме, «Татнефть», «Газпром» и «Газпром нефть» - в Ливии. «ЛУКОЙЛ» имеет доли в активах в Румынии, Гане, Египте, Саудовской Аравии, Колумбии, Кот-д'Ивуаре и участвует в разработке крупнейшего месторождения «Западная Курна-2» в Ираке. Активы крупнейших игроков есть в Казахстане, Азербайджане, Таджикистане, Туркменистане, Киргизии. Это далеко не весь перечень российского присутствия в нефтегазовой отрасли. Но, несмотря на такие успехи российских компаний, эффективность их деятельности требует пересмотра основных показателей их деятельности. В качестве повышения эффективности может подойти применение нефтесервиса. Схемой оптимального сотрудничества добывающих компаний и сервисных операторов на сегодняшний день является аутсорсинг. Нефтесервис является одним из инструментов повышения эффективности нефтегазовой отрасли. Исторически в мировой практике сложились два основных подхода к повышению эффективности хозяйственной деятельности и снижению рисков, Сергеев И. Б. сгруппировал их так:

- Первый - это концентрация производства, позволяющая предприятию существенно экономить ресурсы, используя эффект масштаба, а также возможность контроля над поставщиками. Сохранение рыночного доминирования обеспечивает повышение прибыли.

- Второй подход это выведение нерентабельных видов деятельности за пределы предприятия с передачей их исполнения профильным операторам[4].

Поскольку денежные средства стали труднодоступным видом, и рентабельность основных видов деятельности снижается, предпочтение отдается выведению отдельных бизнес-процессов и функций за рамки производственной цепочки. Нефтегазовый сектор активно применяет схемы передачи большого числа видов операций, которые непосредственно не связаны с добычей углеводородов. Исполнением таких функций занимаются внешние операторы, т.е. нефтесервисы. Использование нефтесервиса помогает компаниям сектора понижать издержки за счет отказа от вложений в непрофильные или низкорентабельные виды деятельности. В свою очередь, нефтесервисные операторы могут получать достаточно высокие доходы за счет масштабов своей работы (по оценкам специалистов, рентабельность нефтесервиса сопоставима с рентабельностью собственно добычи[3]). Исходя из вышесказанного, можно предположить, что одной из эффективных моделей взаимодействия сервисных операторов и нефтегазовых компаний можно считать аутсорсинг. Основные признаки аутсорсинга, которые дают отличие от других моделей, по словам Котлярова И. Д., непосредственно взаимодействуют с нефтяной отраслью.

Российские компании, для которых нефтесервис необходим еще и потому, что предоставит шанс получить доступ к современным технологиям добычи, что позволит повысить эффективность деятельности. В России нефтесервис сталкивается с проблемой инвестиций в современное оборудование и в обучение персонала, поскольку отечественные компании заключают краткосрочные контракты с операторами, что не дает им

оказывать услуги высокого качества и нет возможности иметь долгосрочные денежные доходы. Другими словами все упирается в возможность получить экономии денежных средств, вместо долгосрочной перспективы экономически выгодного проекта, при введении во внешнюю среду нефтесервисного оператора (что, в конечном счете, позволило бы добиться существенно большего повышения эффективности деятельности обоих участников сотрудничества)[3]. Также одной из причин неразвитости нефтесервиса в России можно считать наличие на рынке иностранных нефтесервисных операторов, которые активно вытесняют отечественные компании. Эта проблема тесно связана с предыдущей: недополучение будущей прибыли приводит к неспособности предоставлять услуги необходимого качества и к отставанию российских нефтесервисных операторов [4]. Отечественные нефтяные и газовые компании частично оставили структуру своих советских предшественников, которая включала в себя значительное количество обслуживающих филиалов[2]. Почти все внимание государства направлено на создание лучших условий для развития компаний. Интересы нефтесервисных компаний в процессе разработке мер по регулированию нефтегазовой отрасли практически не учитываются[3]. Проанализировав описанную выше ситуацию, можно выделить следующие направления развития нефтесервисной сферы:

- Увеличение нефтесервисных операторов. Это позволило бы им собирать необходимые ресурсы для инвестиций в повышение своего технологического уровня и в наращивание своей доли рынка.

- Государственное стимулирование российских нефтесервисных компаний. Российские фирмы должны привлекать зарубежных специалистов, иметь льготы при закупке и импорте оборудования, пользоваться приоритетом при проведении тендеров на услуги нефтесервиса компаниями с государственным участием.

В качестве мер по скорому развитию российского нефтесервиса возможным представляется: второй вариант повышения эффективности предприятия возможен путем унификации и модернизации информационных систем. Однако задачи, которые внедряются в информационные технологии, остаются достаточно обширными. Большая часть используемых ИТ-проектов направлена на уменьшение затрат. Востребована и комплексная автоматизация[5]. Эффективное планирование, оперативное управление и перераспределение ресурсов, контроль движения финансовых ресурсов и ТМЦ, качественный анализ рентабельности - вот тот неполный список задач, решаемых при внедрении ИТ. Немаловажно и повышение эффективности сбытовых подразделений: организация управления сетями АЗС и нефтебаз, сокращение эксплуатационных затрат. Для нефтяных компаний самые важные вопросы - модернизации средств и систем связи, автоматизации промыслов и буровых. Качественно налаженный подход к автоматизации позволит оптимизировать логистические функции, такие как транспортировку, добычу и продажу нефти потребителям на основе данных из информационных систем автоматизации, моделирования совместных процессов производственных подразделений и компоновку данных в готовую информацию для принятия решений с целью получения дополнительной прибыли, снижения затрат и увеличения срока жизни месторождения. На сегодняшний день нефтяные компании имеют относительно стандартный набор информационных инструментов - различные транзакционные, учетные, управленческие и бухгалтерские системы. Внедрены промышленные системы электронного документооборота, современные системы формирования отчетности. Развита разного рода инфраструктурные и телекоммуникационные решения, решения уровня АСУ ТП и MES-уровня. Существующий уровень информатизации предприятий позволяет бизнесу приступить к решению вопросов глобализации своих функций. В первую очередь, потребуется унификация бизнес-процессов, по пути которой уже идут крупнейшие компании. Информационные технологии должны поддержать экспансию в новые регионы - обеспечить масштабирование инфраструктуры и системы связи, тиражирование шаблонов корпоративных бизнес-приложений. Поэтому затраты на информационные технологии, которые сегодня, в зависимости от стадии развития компании, составляют 0,3-1,4 % дохода, не должны измениться. При реализации предложенных стратегий отечественные нефтегазовые компании могут в перспективе конкурировать с аналогичным зарубежным компаниями не только за счет наличия богатейших запасов нефти и газа и дешевой рабочей силы (т.е. природными, сырьевыми качествами, что, несомненно, является большим плюсом и резервом), но и за счет своих развитых качеств, полученных в результате реализации собственных оригинальных управленческих решений и подходов, знаний и идей. Таким образом, энергично изменяющиеся в последнее время условия функционирования российских нефтекомпаний подразумевают необходимость работы в нестабильной и неопределенной внешней среде. Такая ситуация требует от менеджеров новых требований, связанных с повышением способности к самостоятельному мышлению, наличия оперативной информации о внешней среде, отражающей самые различные точки зрения. После реализации своих задач устойчивого развития российские нефтегазовые компании должны напрямую определять возможную перспективу бизнеса, опираясь на новых партнеров и новейшие технологии. При использовании единой стратегии управления возникает преимущество, ориентированное на основные факторы успеха компании, что подразумевает консолидацию финансовых результатов предприятий, а также введение принципов консолидированного налогообложения.

Литература

1. Котляров И. Д. Аутсорсинг и различные формы межфирменной кооперации: анализ отличий // Бухучет в строительных организациях. – 2011. – № 1. – С. 39–43.
2. Котляров И. Д. Управление формированием продуктивных ресурсов предприятия городского автомобильного пассажирского транспорта // Известия Петербургского университета путей сообщения. – 2011. – № 3. – С. 239–248.
3. Котляров И. Д. Внутренняя и внешняя среда фирмы: уточнение понятий // Известия высших учебных заведений. Серия: Экономика, финансы и управление производством. – 2012. – № 1. – С. 56–61.

4. Сергеев И. Б., Шкатов М. Ю., Сираев А. М. Нефтегазовые сервисные компании и их инновационное развитие // Записки Горного института. – 2011. – Т. 191. – С. 293–301.
5. Ушакова Е. В., Шамина Л. К. Роль государства в развитии инновационного потенциала в Российской Федерации и за рубежом // Экономика и экологический менеджмент. – 2011. – № 2. – С. 266–273.
6. Фадеев А. М., Ларичкин Ф. Д. Стратегические приоритеты устойчивого развития сервисных услуг при освоении шельфовых месторождений // Записки Горного института. – 2011. – Т. 191. – С. 197–204.
7. Фадеев А. М., Череповицын А. Е., Ларичкин Ф. Д. Зарубежный опыт освоения углеводородных ресурсов Арктического континентального шельфа // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2011. – Т. 13. – № 11. – С. 79–89.

РАЦИОНАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВЫХ УСТАНОВОК КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Э.В. Дашиев

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из основных задач, стоящих перед нефтегазовым комплексом России, является повышение эффективности строительства скважин, связанное с рациональным применением технических средств – буровых установок (БУ). Большое значение имеет обоснованный выбор современных БУ с высокой функциональной насыщенностью, учитывая их высокую стоимость и сокращение затрат на строительство нефтяных скважин. Для повышения технико-экономической эффективности строительства скважин актуальным является применение методов оптимального выбора БУ с учетом горно-геологических условий строительства скважин на стадии подготовки производства буровых работ. Целью исследования является установление взаимосвязи между конструкциями нефтяных скважин и затратами на их строительство при использовании различных типов буровых установок.

В работе использовались методы функционально-структурного и стоимостного анализа; теории литологического строения природных резервуаров, ловушек нефти и газа; математической статистики и математического моделирования.

По ряду оценок за последние 30 лет ежегодные затраты на добычу нефти увеличились с 10 до 160 млрд. долл. (более чем в 16 раз). Это обуславливается потребностью применения более совершенных и дорогостоящих технологий ее добычи.

Стоимость строительства скважин на нефть зависит от их назначения (разведочные, эксплуатационные и т.д.), от глубины, литологии, особенностей залегания горных пород, развития инфраструктуры в районе строительства и т.д. Например, стоимость строительства скважин глубиной около 6000 м на территории волгоградской области уже превышает 600 млн. руб. Наибольшая доля затрат в процессе жизненного цикла скважины приходится на стадию строительства, а наиболее значительная статья расходов, формирующая стоимость строительства скважины, приходится на ее бурение и крепление, поэтому сокращение затрат на данном этапе является приоритетным направлением повышения эффективности строительства нефтяных скважин.

Одним из способов сокращения затрат является соответствие функциональной структуры буровой установки (БУ) условиям строительства, под которыми следует понимать конструктивные и технологические особенности скважин.

Предлагаемый подход к формированию структуры буровой установки основан на введении такой характеристики нефтяной скважины, как оценка ее конструктивной и технологической сложности. Расчетная модель конструктивно-технологической сложности скважины достаточно подробно рассмотрена и опубликована в ведущих научных российских и международных изданиях.

Общий подход к разработке модели конструктивно-технологической сложности нефтяной скважины основан на следующих положениях:

- на работы, выполняемые при бурении разведочных, эксплуатационных, опорных, параметрических скважин на нефть и газ, установлены единые нормы времени [2], которые являются обязательными для применения во всех объединениях, предприятиях и организациях независимо от их ведомственной подчиненности;

- конструкция скважины, а именно: количество обсадных колонн, глубины их спуска и профиль скважины формируется в соответствии с геологическими, технологическими и экономическими критериями. Изменение горно-геологических условий в первую очередь приводит к изменению конструкции скважины и соответствующему изменению времени ее бурения.

Таким образом, при исследовании взаимосвязи между проектными конструкциями скважин и функциональной структурой БУ конструктивно-технологические характеристики скважин целесообразно представить в виде обобщенного показателя, учитывающего количество конструктивных элементов скважины, а именно: глубину скважины, физико-механические свойства горных пород в интервалах бурения, а также количество участков профиля с неизменной интенсивностью искривления в случае направленных скважин, т.е. Такие параметры, которые оказывают непосредственное влияние на время механического бурения.

Конструктивно-технологическая сложность скважины может быть представлена в виде произведения конструктивной и технологической сложности:

$$Skt = Sk * St = (\sum_{i=1}^k ni + \sum_{j=1}^r mj) * \beta 1 * \beta 2 * \beta 3 \quad (1)$$

Где Sk – конструктивная сложность, представляет собой количество интервалов бурения под обсадные и потайные колонны; St – технологическая сложность, выражена через произведение коэффициентов: $\beta 1$ – коэффициент технологической сложности, учитывающий взаимосвязь между временем механического бурения скважины и ее глубиной; $\beta 2$ – коэффициент, учитывающий влияние на время механического бурения скважины количества литологических типов горных пород, встречающихся в геологическом разрезе скважины; $\beta 3$ – коэффициент технологической сложности, учитывающий изменение времени бурения скважины от количества участков профиля с неизменной интенсивностью искривления.

Методика определения технологической сложности скважины, выражаемой коэффициентами $\beta 1$, $\beta 2$, $\beta 3$, заключается в сравнении затрат времени механического бурения оцениваемой скважины с базовой скважиной – «скважиной-представителем», в которой глубина, количество встречающихся литологических типов горных пород в геологическом разрезе и количество участков профиля с неизменной интенсивностью искривления соответствует принятым либо наиболее распространенным условиям залегания нефтенасыщенных пластов для рассматриваемого месторождения.

Исходные данные для определения технологического коэффициента $\beta 1$ на примере месторождений нижеволжского региона представлены в таблице 1.

Таблица 1

Определение коэффициента $\beta 1$ через нормы времени

Литология горных пород	Интервал бурения по вертикали	Интервал бурения по стволу	Время бурения 1-го метра, час.	Коэффициент $\beta 1$
Глинистые	0-110	0-110	0,12	0,12
Глинистые, песчано-глинистые	110-650	110-650	0,14	0,26
Песчано-глинистые с прослоями карбонатов, ангидритов, аргиллитов	650-1275	650-1275	0,32	0,58
Ангидриты	1275-1600	1275-1600	0,4	0,98
Ангидриты	1600-2200	1600-2200	0,28	1,26
Ангидриты, галогенно-ангидритовые, карбонатные	2200-3100	2200-3100	0,38	1,64
Карбонатные с прослоями аргиллитов	3100-3520	3100-3560	0,38	2,02
Карбонатные с прослоями аргиллитов	3520-3569	3560-3620	0,42	2,44
Карбонатные с прослоями аргиллитов	3569-3778	3620-3877	0,45	2,89
Карбонатные с прослоями аргиллитов	3778-4447	3877-4705	0,5	3,39
Карбонатные	4856-4877	5380-5880	1,3	5,29

По данным таблицы 1, удельное время механического бурения составляет:

– для интервала 110-650 м: $\sum T_{\text{бур}}(110 - 650) = 0,12 + 0,14 = 0,26$ час

– для интервала 2200-3100 м: $\sum T_{\text{бур}}(2200 - 3100) = 0,12 + 0,14 + 0,32 + 0,4 + 0,28 + 0,38 = 1,64$ час

– для интервала 5380-5880 м: $\sum T_{\text{бур}}(5380 - 5880) = 0,12 + 0,14 + 0,32 + 0,4 + \dots + 1,3 = 5,29$ час

Выбирая в качестве базового значения сумму времени, $\sum T_{\text{бур}}(2200 - 3100) = 1,64$ час соответствующую интервалу 2200-3100 м, определяем зависимость коэффициента $\beta 1$ от глубины скважины:

$$\beta 1^{110-650} = \frac{0,26}{1,64} = 0,15; \beta 1^{2200-3100} = \frac{1,64}{1,64} = 1; \beta 1^{5380-5880} = \frac{5,29}{1,64} = 3,2$$

Таким образом, технологическая сложность конструкции нефтяной скважины глубиной 5380-5880 м оценивается в 5,29 раза больше, чем сложность конструкции скважины с глубиной 2200-3100 м, принятой в качестве базовой.

На рис. 1 приведена графическая и подобрана регрессионная зависимость коэффициента β_1 от глубины скважины по стволу, максимальное значение зависит от выбора скважины-представителя (применительно к нижеволжскому региону ограничивается 6000 м).

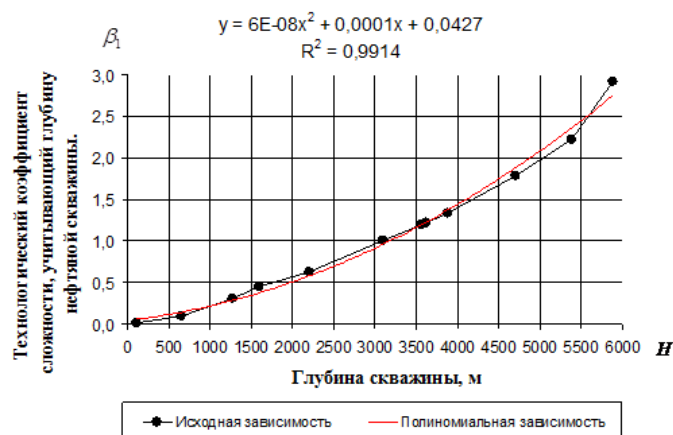


Рис. 1. Графическая и регрессионная зависимость коэффициента β_1 от глубины скважины, где R^2 – величина достоверности аппроксимации.

Аналогичный расчет отношения времен механического бурения по количеству встречающихся литологических типов горных пород в геологическом разрезе скважины и количеству участков профиля с неизменной интенсивностью искривления позволяет определить численные значения коэффициентов технологической сложности β_2 (максимальное значение до 10 типов, описывающих практически всю литологию разреза нижеволжского региона) и β_3 (от 1 до 6 участков).

После подстановки полученных выражений для β_1 , β_2 и β_3 в исходную формулу (1) получена расчетная модель конструктивно-технологической сложности скважины, или формула, по которой возможно оценивать численное значение сложности скважины для выбранного месторождения.

$$S_{kt}^H = \left(\sum_{i=1}^k n_i + r \sum_{j=1}^r m_j \right) * (6 * 10^{-8} * H^2 + 0,0001 * H - 0,0427) * (0,0112 * R^2 + 0,1002 * R - 0,0389) * (0,0213 * N^2 + 0,114 * N + 0,3561) \quad (2)$$

На рис. 2 показано изменение численного значения конструктивно-технологической сложности скважины по вышеприведенной модели с увеличением количества обсадных колонн, глубины скважины, количества литологических типов горных пород, встречающихся по мере углубления скважины и количества интервалов профиля скважины.

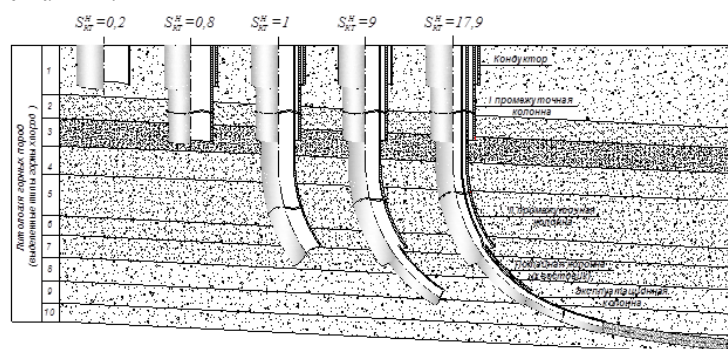


Рис. 2. Изменение конструктивно-технологической сложности скважины в процессе ее строительства

Для анализа изменения затрат воспользуемся методом определения наименьших удельных приведенных затрат, которые учитывают одновременно себестоимость бурения и капитальные вложения (формула 3).

$$Z_{прив}^{уд} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{C_i}{T_{бур_i}} + \frac{K}{T_{год}} * \frac{N}{100\%} \right), \quad (3)$$

Где: n – количество интервалов бурения, шт.; C_i – текущие затраты (себестоимость бурения интервала), руб.; K – капитальные вложения (цена бу), руб.; N – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; $T_{бур_i}$ – время работы бу при бурении интервала, час.; $T_{год}$ – время работы бу в течение года, час.

В результате выполненных расчетов получена графическая зависимость удельных приведенных затрат $Z_{прив}$ от конструктивно-технологической сложности нефтяной скважины S_{kt} , рис. 3.

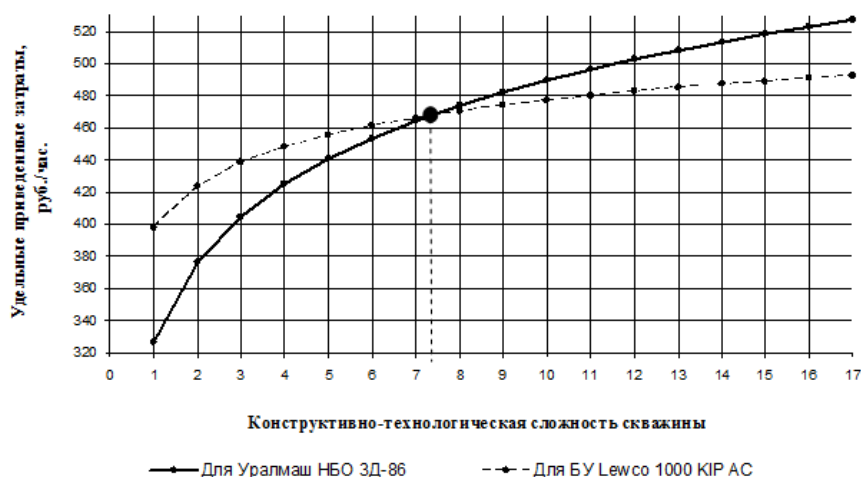


Рис. 3. Графическая зависимость изменения удельных приведенных затрат от конструктивно-технологической сложности скважины.

Анализ зависимости удельных приведенных затрат показывает, что с увеличением $S_{кт}$ затраты на бурение $Z_{прив}$, при использовании относительно недорогих бу с простой функциональной структурой (на примере уралмаш нбо 3д-86), растут более интенсивно, чем при использовании многофункциональных, дорогостоящих бу, в большинстве случаев импортных, которые экономически эффективны при строительстве нефтяных скважин с высокой конструктивно-технологической сложностью.

В интервале значений конструктивно-технологической сложности свыше 17 разница удельных приведенных затрат составляет более 31 руб./час, что в денежном выражении при продолжительности бурения, например 158 сут., и с учетом индекса цен составит 11,5 млн руб.: 31,4 руб/час*24 час.*158,7 сут. *96=11,5 млн.руб.

Выводы:

В результате был предложен обобщенный подход к выбору буровой установки с учетом горно-геологических условий строительства нефтяных скважин. Применение методики, основанной на сравнении удельных приведенных затрат, с использованием разработанной модели конструктивно-технологической сложности скважин, позволяет оптимизировать процесс выбора БУ в соответствии с критерием минимизации производственных затрат. Результаты могут быть использованы нефтегазодобывающими предприятиями с целью эффективного распределения своих производственных мощностей при строительстве нефтяных скважин.

Литература

1. Арутюнов В.С. Мировая нефтедобыча. Цены будут расти, производство падать // Промышленные ведомости. – 2006.
2. Единые нормы времени на бурение скважин. – В 2-х ч. – М. : ВНИИОЭНГ, 2000.
3. Строительство горизонтальных скважин / В.И. Кудинов. – М. : Нефтяное хозяйство, 2007.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М. Р. Цибульникова, К. Дуда

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время сжигание попутного нефтяного газа на нефтепромыслах является одним из главных источников загрязнения атмосферного воздуха, при котором выделяются в основном парниковые газы, такие как диоксид углерода. Для уменьшения негативного влияния на атмосферный воздух правительства стран принимают меры воздействия на недропользователей, используют различные программы по использованию нефтяного попутного газа.

Попутный нефтяной газ - углеводородный газ, находящийся в нефтяных залежах в растворенном состоянии и выделяющийся из нефти при снижении давления. Количество газов в м³, приходящееся на 1 т добытой нефти, зависит от условий формирования и залегания нефтяных месторождений и может составлять от 1-2 до нескольких тыс. м³.

Попутные нефтяные газы обычно представлены углеводородами парафинового ряда от метана до гексана, включая изомеры С₄-С₆. Содержание в них тяжелых углеводородов составляет 20-40%, а иногда и 60-80%. В их состав также могут входить СО₂, N₂, СОS, аргон, гелий, меркаптаны, тиофены, CS₂, H₂S (в некоторых случаях до 20% и более) и пары Н₂О.

Состав попутного газа отличается от состава природного газа сравнительно низким содержанием метана и значительной долей высокомолекулярных углеводородов. Компонентный состав попутных нефтяных газов может меняться в зависимости от давления в залежи, типа нефти и возраста скважины [1].

Попутные газы месторождений Западной Сибири характеризуются повышенным содержанием ценных углеводородов (C₃ и выше). Предприятия на стадии освоения месторождения получают большой объем попутного нефтяного газа, так как при вскрытии пластов выходит газ нефтяных шапок с низким содержанием тяжелых углеводородов и высокой долей метана. При длительной эксплуатации месторождения объемы попутного газа сокращаются, а основную его часть составляют тяжелые углеводородные газы [2].

Далее попутный нефтяной газ нужно отделять от нефти для того, чтобы она соответствовала требуемым стандартам. Долгое время попутный газ оставался для нефтяных компаний побочным продуктом, поэтому и проблему его утилизации решали достаточно просто — сжигали. Вследствие чего возникла экологическая проблема.

В последнее время ситуация с утилизацией попутного газа стала меняться. Нефтяные компании все больше внимания уделяют проблеме его рационального использования. Активизации этого процесса способствует принятое Правительством Российской Федерации постановление № 7 от 8 января 2009 года [3], в котором заложено требование по доведению уровня утилизации попутного газа до 95%. В случае если этого не произойдет, нефтяным компаниям грозят высокие штрафы.

Данные выводы подтверждает анализ выполнения условий лицензий недропользователями Томской области в части добычи и использования нефтяного попутного газа [4, 5].

Добыча попутного нефтяного газа в Томской области за 2011 год составила 2470,4 млн. м³, что превысило показатели 2009 года более чем в 2,5 раза, и значительно увеличилась в 2012 году. (рис. 1).

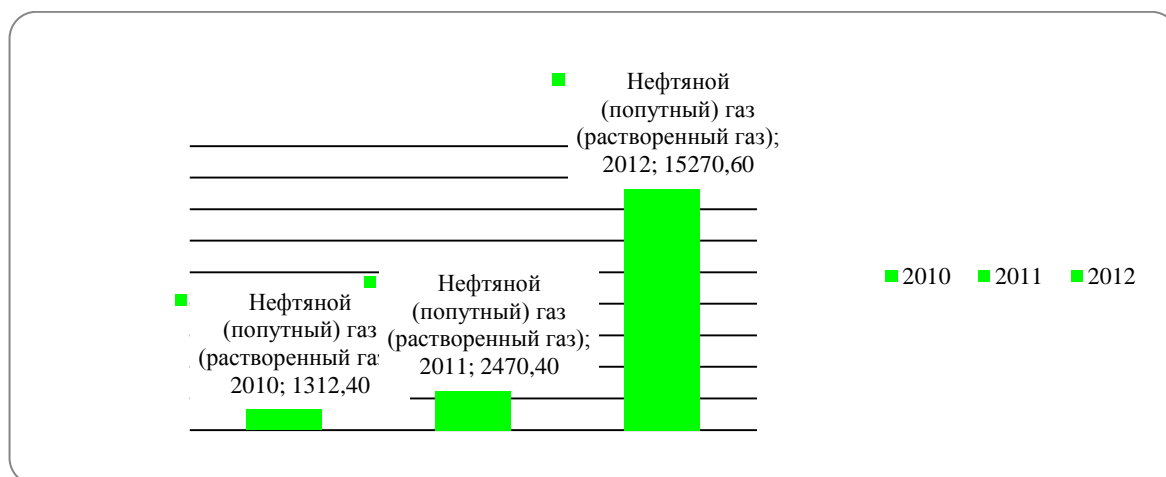


Рис. 1. Объем добычи нефтяного (попутного) газа за 2009-2012 год.

Вместе с ростом добычи вырос и объем утилизации газа. В 2012 году объем утилизации вырос на 13403,2 млн. м³ по сравнению с 2010 годом (рис.2). В то же время увеличился и объем сожженного на факелах попутного газа. Из приведенных диаграмм (рис.1 и рис.2) видно, что в 2012 предприятиями сожжено 1369,19 млн. м³ попутного газа году, что на 555,03 млн. м³ больше чем 2010 году.

Большая часть объема утилизации газа принадлежит ОАО «Томскнефть ВНК», она составляет 13239,44 млн. м³ в 2012 году. (рис. 3). Это объясняется наличием газокomppressorной станции у предприятия. ОАО «ТомскГазпром» утилизирует 528 млн. м³ газа, остальное приходится на малые предприятия.

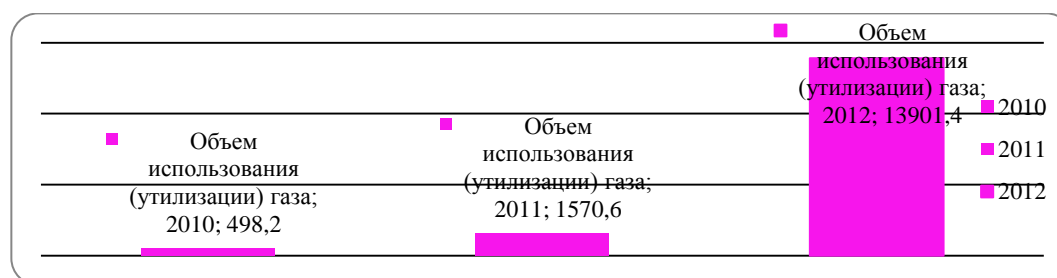


Рис.2. Объем использования (утилизации) газа за 2010-2012 год.

Анализ результатов показал, что предприятия, добывающие разный уровень объема попутного газа должны осуществлять одинаковый уровень утилизации 95 %. Таким образом, малым предприятия сложения выжить в данных условиях. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 г. N 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» [6] частично решило данную проблему в части корректировки платы с учетом объемов добычи попутного газа предприятиями. Но п. 5 данного постановления содержит положение согласно которому в случае отсутствия системы учета объемов попутного нефтяного газа, соответствующей требованиям, устанавливаемым Министерством энергетики Российской Федерации, независимо от значения показателя сжигания исчисление размера платы за выбросы осуществляется с применением к нормативам платы за выбросы дополнительного коэффициента К, равного 120.

В настоящее время большинство добывающих компаний не имеют приборов для измерения количества попутного газа. В связи с этим точный учет объемов утилизации попутного газа существенно затруднен. В интервью газете «Коммерсантъ» министр природных ресурсов и экологии С. Донской отметил, что, несмотря на то, что предприятия были предупреждены за 3 года до принятия постановления, оснащенность предприятий приборами учета осталась на том же уровне, хотя времени на установку было более чем достаточно [7].

Тем не менее, данный подход серьезно снизит конкурентоспособность многих предприятий, которые только начали освоение месторождений. В данной ситуации, по нашему мнению, целесообразно рассмотреть иной подход к стимулированию рационального использования ценного природного ресурса. Внести изменения в статью 342 Налогового кодекса РФ, ввести дифференцированную налоговую ставку для используемого и сжигаемого газа.

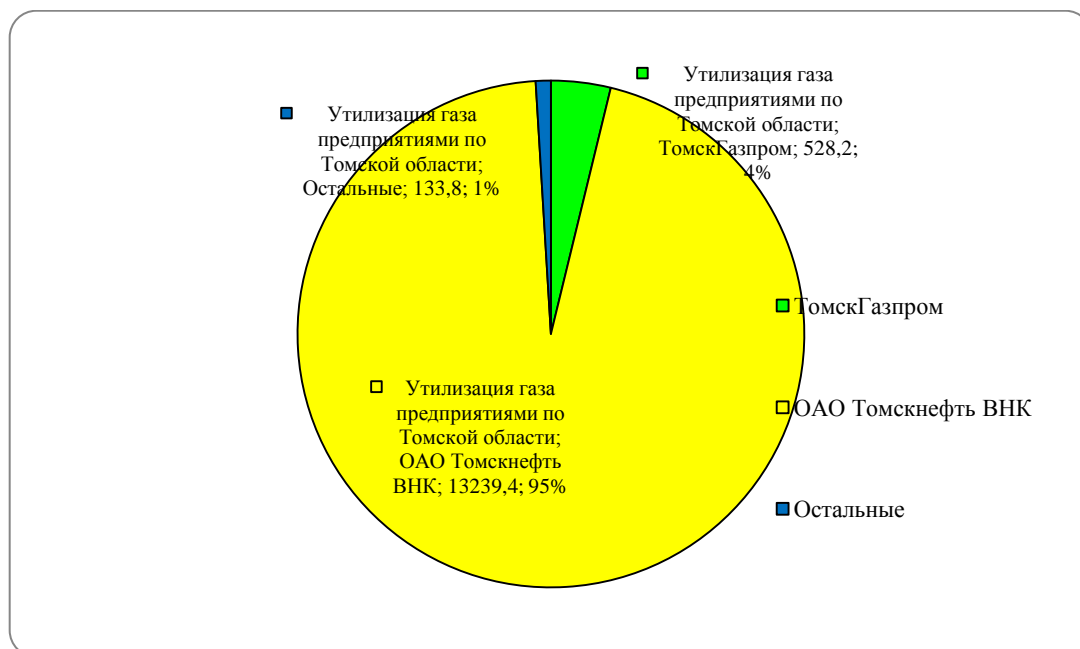


Рис. 3. Утилизация газа предприятиями по Томской области в 2012 году.

Литература

1. Российский рынок утилизации попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://techart.ru/publication/275.htm>, свободный (дата обращения: 05.03.14)
2. Гайворонских О. А., Цибульникова М. Р. Добыча, использование и проблемы утилизации попутного нефтяного газа в Томской области. Сборник трудов конференции НИ Томский политехнический университет, 2012.
3. Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».
4. Федеральное агентство по недропользованию – Роснедра [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rosnedra.gov.ru/>, свободный (дата обращения: 05.03.14).
5. ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/nature/associated-gas/>, свободный (дата обращения: 05.03.14).
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 08.11.2012 г. N 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
7. Интервью Минприроды России С. Донского газете «Коммерсантъ», (электронный ресурс) (дата обращения: 05.03.14).

ПРОБЛЕМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В РФ

А. А. Дудко

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Все геологоразведочные работы, проводимые на территории Российской Федерации, независимо от источников их финансирования, осуществляются в соответствии с «Долгосрочной государственной программой изучения и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерально-сырьевой базы», утвержденной приказом МПР России от 06.06.2005 № 160; ее положения были актуализированы в 2008 г. (приказ Минприроды России от 16.07.2008 № 151).

Целью Долгосрочной программы является обеспечение сбалансированного развития и использования минерально-сырьевой базы России для удовлетворения потребностей (включая экспортные) экономики страны в сырьевых ресурсах, а также защита геополитических интересов страны. Срок реализации программы – 2005-2010гг. и до 2020 г.

Ресурсное обеспечение мероприятий, заложенных в ДГП, осуществляется за счет средств федерального бюджета, принимающего на себя риски ранних стадий геологоразведочных работ, и внебюджетных средств (собственных и заемных средств недропользователей), которые направляются на получение прироста запасов на объектах, выявленных с использованием федеральных средств. В незначительных объемах геологоразведочные работы финансируются за счет средств бюджетов субъектов Российской Федерации.[1]

В 2011 г. финансирование работ по геологическому изучению недр и воспроизводству минерально-сырьевой базы за счет всех источников финансирования составило 224,7 млрд руб. Из федерального бюджета на эти цели было выделено 20 млрд руб. (почти 9% суммарных инвестиций). Затраты недропользователей составили 204,5 млрд руб., или более 91% затраченных средств. Доля бюджетов субъектов Российской Федерации, как и в предыдущие годы, оказалась незначительной – 172,6 млн руб.[2]

Резкое сокращение финансирования геологоразведочных работ в 2009 г., ставшее следствием финансово-экономического кризиса, в дальнейшем сменилось заметным ростом инвестиций. Темп их роста в 2010 г. по отношению к 2009 г. составил 14,4%, а в 2011 г. – более 17% к показателю предыдущего года. Однако это произошло исключительно за счет увеличения затрат недропользователей; темпы роста их инвестиций в эти годы составили 16,4% и 19,9% соответственно.

В 2011 г. вложения федерального бюджета сократились относительно 2010 г. незначительно, менее чем на 3%. Затраты региональных бюджетов на воспроизводство минерально-сырьевой базы страны оказались самыми низкими с 2004 г.

Следует отметить, что проектные показатели финансирования геологоразведочных работ из федерального бюджета, заложенные в «Долгосрочной государственной программе изучения и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерально-сырьевой базы» не были достигнуты ни разу за весь период действия Программы. При этом если в 2009-2010 гг. выполнение мероприятий программы за счет средств федерального бюджета составляло (в денежном выражении) 74-80%, то в 2011 г. – только 42%.[1]



Рис. 1. Структура затрат на воспроизводство минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2004-2011гг., млрд. руб.

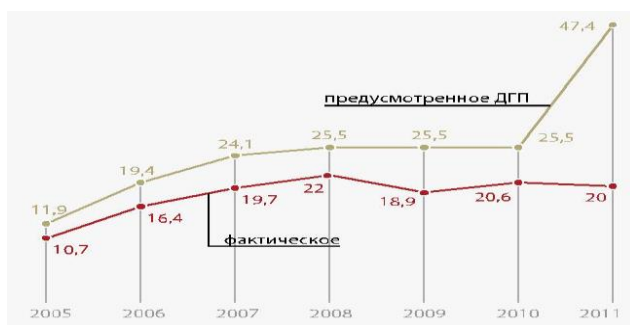


Рис. 2. Соотношение фактического и предусмотренного ДГП финансирования из федерального бюджета работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2005-2011 гг., млрд. руб.



Рис. 3. Структура затрат федерального бюджета на ГРР различных направлений в 2010-2011 гг., млн. руб.

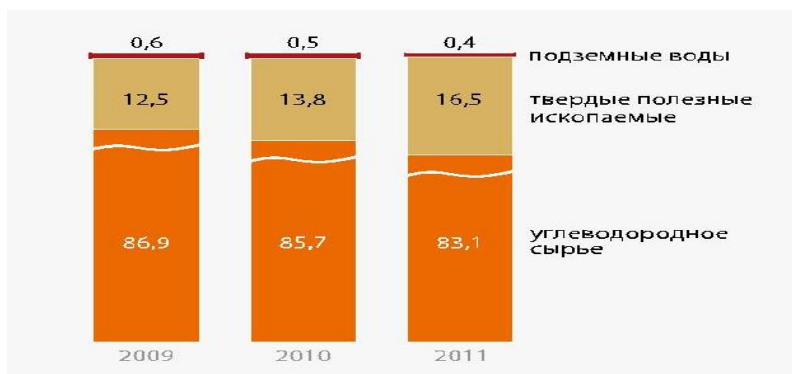


Рис. 4. Структура затрат недропользователей на воспроизводство МСБ различных видов минерального сырья в 2009-2011 гг., %

Хотя затраты федерального бюджета на геологоразведочные работы в 2011 г. несколько снизились по сравнению с 2010 г., структура затрат практически не изменилась. Как и ранее, около 70% выделенных средств (в 2010 г. – 70,2%, в 2011 г. – 70,7%) было направлено на воспроизводство минерально-сырьевой базы России. На проведение геологоразведочных работ ранних стадий на углеводородное сырье было выделено 43,4% средств, или 8676,8 млн руб.; работы, направленные на локализацию прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых, обошлись федеральному бюджету в 5460,6 млн руб. (27,3% общих затрат). Инвестиции в воспроизводство МСБ подземных вод составили 359,8 млн руб. (1,8%). По отношению к предыдущему году они уменьшились более чем на 10%.

Суммарные инвестиции внебюджетных средств в воспроизводство минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2011 г. оказались более значительными, чем в докризисном 2008 г., и составили 204,5 млрд руб. Это самый высокий показатель за все время существования постсоветской России. Рост относительно 2010 г. составил 34,7 млрд руб., или почти 20%.

Структура вложений недропользователей в воспроизводство российской МСБ принципиально не изменилась – основная их часть направлена на проведение работ по наращиванию запасов и ресурсов

углеводородного сырья Инвестиции в этот сектор второй год растут близкими темпами: в 2010 г. они увеличились относительно предыдущего года на 13%, в 2011 г. – на 16%.

Последние пять лет мы приращиваем больше запасов нефти, чем гасим в процессе добычи. Но лишь 15-20% приростов связано с открытием новых месторождений и залежей. Все остальные приросты – это либо доразведка разрабатываемых месторождений, либо переоценка запасов, в том числе, связанная с увеличением коэффициента извлечения нефти. Вовлечение в обработку неразрабатываемых месторождений и залежей позволит увеличить добычу нефти на 90 млн т в год.

Таким образом, геологоразведочные работы, ориентированные на выявление новых объектов, явно недостаточны. Объемы поисково-разведочного бурения сократились за последние три года на 25%. Для обеспечения расширенного прироста запасов нефти необходимо увеличить объемы бурения в два с половиной раза.[2]

Нынешних объемов финансирования ГРП явно недостаточно. Для получения декларируемых приростов запасов нефти, превышающих 600 млн. т, ежегодно пришлось бы все финансовые средства по всем видам работ и полезным ископаемым направить исключительно на бурение. Одно важное замечание. Нельзя ставить равенство между запасами и ресурсами. Последние, применительно к нефти, становятся запасами только после их подтверждения скважинами. Более того, бурению скважин предшествует выполнение дорогостоящих геофизических работ. С учётом затрат на эти работы объём финансирования по углеводородному сырью должен был бы составить порядка 290-300 млрд. рублей. Эта сумма превышает объём финансирования геологоразведочных работ по всем направлениям и видам полезных ископаемых в 1,4-1,7 раз.[4]

Литература

1. Основные результаты геологоразведочных работ в 2011 году. [электронный ресурс] режим доступа http://www.rudmet.ru/media/docs/4_osnovnyye_resultaty.pdf
2. Прирост запасов углеводородов по итогам геологоразведки-2012. Доклад министра природных ресурсов РФ Донских С. Е. на встрече с президентом РФ Путиным В. В. [электронный ресурс] режим доступа <http://www.oilcapital.ru/upstream/193945.html>
3. Новости ТЭК <http://www.elesy.ru/company/news-and-events/energy-news/2013/february/11/5e3cdb3c-4ef5-4d7c-aa00-79ee46887333.aspx>
4. Оганесян Л., Проблемы геологического изучения недр России / официальный сайт Санкт-Петербургское отделение Института геоэкологии РАН и НИЦ Гидрогеологии геологического факультета Санкт-Петербургского государственного университета [Электронный ресурс] режим доступа http://www.hge.spbu.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=2144&Itemid=88

ЗАВИСИМОСТЬ ЭКОНОМИКИ ОБЪЕДИНЕННЫХ АРАБСКИХ ЭМИРАТОВ ОТ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Е.И Жирова, Е.Н. Зубаха

Научный руководитель ассистент К.Н. Третьяков

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

"Нефтяной бум" вывел экономику Объединенные Арабские Эмираты из состояния застоя и средневековой отсталости. Благодаря ускоренному развитию нефтегазовой промышленности в эмиратах достигнуты беспрецедентные темпы экономического роста, обеспечен самый высокий в группе нефтедобывающих государств Аравийского полуострова средний годовой доход в расчёте на душу коренного населения.[4]

ОАЭ заняли одно из ведущих мест в мировой экономике благодаря продуманной и эффективной торговой и финансовой политике. Это открытая экономика, свободная торговля и инвестирование доходов от экспорта нефти в другие не нефтяные отрасли.

Стоит отметить, что экономика ОАЭ, крупнейшая в арабском мире после Саудовской Аравии, добилась рекордного сокращения темпов инфляции – с 14 % в 2008 году до 1 % в 2011 году и в 2012 составила 0,66%. Ожидается, что по итогам 2013 года инфляция будет зафиксирована на уровне 1-1,2 %. Однако, необходимо отметить, что реальный ВВП Арабских Эмиратов вырос на 4,4 % в 2012 году, когда мировые цены на нефть достигли рекордной отметки в US 107\$ за баррель.

В 2012 году в ОАЭ наблюдался положительный рост многих отраслей экономики. Это стало главным фактором увеличения общего ВВП и позволило ОАЭ сохранить свои позиции в качестве одного из крупнейших экономически-развитых государств.[3]

Опираясь на статистические данные прошлых лет, аналитики и в частности, Рашид аль Сувейди, генеральный директор Национального статистического управления прогнозируют, что объем ВВП в 2013 достигает рекордного показателя в 1,39 трлн дирхамов (US 379,7\$ млрд). Рост экономики ОАЭ составил в 2012 году 4,4 %, таким образом, она останется одной из самых быстрорастущих и эффективных в мире и впервые за 40 лет, с момента образования государства, реальный ВВП превысил 1 трлн. дирхамов. Это около 272 млрд. долларов. [1]

Однако производство нефти в ОАЭ снизилось в ноябре на 30 кб/д до 2.73 мб/д. В ОАЭ произошло сокращение объемов добычи, несмотря на начало добычи на внутриконтинентальном месторождении Qusawirah. По данным Национальной нефтяной компании (ADNOC), принадлежащей Эмиратам, на которую приходится

производство более 90% всей сырой нефти в ОАЭ, добыча на данном месторождении официально началась 6 ноября 2013г., ее первоначальный уровень составил 30 кб/д, и этот показатель должен увеличиться до 60 кб/д к 2017 году.[2,5]

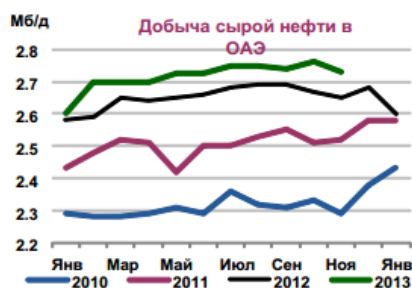


Рис. 1. Добыча сырой нефти в ОАЭ

Основными компаниями, осуществляющими добычу нефти в Абу-Даби, являются национальная "Abu Dhabi National Oil Co." ("ADNOC") и две компании с участием иностранного капитала, находящиеся под её контролем, — "Abu Dhabi Co. for Onshore Oil Operations" ("ADCO") и "Abu Dhabi Marine Operating Co." ("ADMA-OPCO"). Сбытом нефти в Абу-Даби занимается филиал "ADNOC" — "ADNOC for Distribution". В остальных шести эмиратах эти функции выполняет "Emirates General Petroleum Corp.". В Абу-Даби также действует ряд других филиалов "ADNOC", специализирующихся на бурении, строительстве нефтепроводов, развитии портового хозяйства, морских перевозках.

В Дубае, несмотря на то, что с 1974 правительство установило контроль над нефтяной промышленностью, разведкой, добычей и сбытом нефти фактически занимается консорциум иностранных компаний "DUPETCO", основными из которых являются "Dubai Petroleum Co." и "Dubai Marine Areas". В Шардже разработку месторождений на море ведёт акционерная компания "Crescent Petroleum Co.", а на суше — "АМОСО". [2]

Основным направлением экспорта нефти и нефтепродуктов из ОАЭ является Азиатско-Тихоокеанский регион (в 2009 году туда было поставлено более 80% произведенных в ОАЭ нефти и нефтепродуктов, ещё более 10% направлено в соседние страны Ближнего Востока). В Японию экспортируются около 40% нефти ОАЭ, также крупными потребителями являются Южная Корея и Таиланд и др. [3]

Таким образом, на столь высокие темпы экономического роста Объединенных Арабских Эмиратов, они остаются сильно зависимыми от нефтяного сектора. Даже несмотря на сокращение добычи сырой нефти цена за баррель нефти добываемой в ОАЭ увеличивается на мировом рынке нефтепродуктов. В связи с этим наблюдается высокий прирост ВВП в стране. Этот прирост благотворно влияет на снижение уровня инфляции. За счет этого осуществляется развитие экономики и рыночных отношений между странами, а также развитие инфраструктуры, обеспечивающее высокий уровень благосостояния населения.

Литература

1. United Arab Emirates: Balances for 2011 [Электронный ресурс] режим доступа <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=UAE&product=balances&year=2011>
2. Abu Dhabi Vision 2030 [Электронный ресурс] режим доступа <http://gsec.abudhabi.ae/Sites/GSEC/Content/EN/PDF/Publications/economic-vision-2030-executive-summary-mandate2.property=pdf.pdf>
3. Топливо-энергетический комплекс ОАЭ: состояние и перспективы развития сотрудничество с РФ [Электронный ресурс] режим доступа <http://rosenergo.gov.ru/upload/00030.pdf>
4. Журнал «Деловые Эмираты» Выпуск 1/44 2013 [Электронный ресурс] режим доступа <http://www.dxb.ru/project/pr/detail.php?ID=55599>
5. Oil Market Report Template [Электронный ресурс] режим доступа <http://omrpublic.iea.org/currentissues/Russ.pdf>

ОСОБЕННОСТИ СТИМУЛИРОВАНИЯ И МОТИВАЦИИ СОТРУДНИКОВ КОМПАНИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Л.А. Камынина

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Нефтегазовая отрасль является наиболее развитой и конкурентоспособной отраслью экономики России. Газ и нефть вместе с нефтепродуктами занимает 74,7% экспорта страны [1]. Сложные условия добычи нефти, и разветвленная сеть нефтепроводов требуют привлечения квалифицированных кадров, как следствие стоит задача мотивации привлеченного персонала.

Несмотря на привлекательность работы в нефтегазовой отрасли для молодого специалиста, обусловленную главным образом высоким (в среднем 2,2 раза выше, чем в среднем по России [2]) уровнем зарплаты, текучесть кадров в компаниях отрасли так же остается высокой. В таблице 1 приведены усредненные показатели движения персонала по предприятиям нефтяной и газовой промышленности.

Таблица 1.
Показали движения персонала в нефтегазовой отрасли РФ за период с 2007 по 2012 гг. [3]

Наименование показателя	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Среднесписочная численность работников (тыс. чел.)	516,4	500,7	508,2	484,9	477,7	456,6
Принято на работу (тыс. чел.)	246,3	207,8	204,3	128,5	160,5	177,4
Выбыло работников (тыс. чел.)	261,7	205,9	232,8	193,5	171,4	171,4
Коэффициент полного оборота (%)	98,4	82,6	86,0	66,4	69,5	74,9
Коэффициент оборота по приёму (%)	47,7	41,5	40,2	26,5	33,6	38,1
Коэффициент оборота по выбытию (%)	50,7	41,1	45,8	39,9	35,9	36,8

Из таблицы видно, что текучесть кадров в нефтегазовой отрасли остается значительной, несмотря на наметившуюся в 2010-2012 годах тенденцию к снижению.

В [3] приводятся данные, что наиболее частыми причинами увольнения работников отрасли являются 12-ти часовой рабочий день, работа вахтовым методом непосредственно на добыче полезных ископаемых и корпоративная культура, которая требует от сотрудника жесткой дисциплины при выполнении своих должностных обязанностей, что, часто, мешает самовыражению сотрудников.

Система мотивации работников нефтегазовых компаний, например ОАО «Газпром», сочетают в себе материальное и нематериальное стимулирование, направленное на привлечение и удержание квалифицированного персонала, повышение заинтересованности работников в результатах труда. В неё входит система оплаты труда, которая предусматривает установление должностных окладов и тарифных ставок с учетом квалификации и деловых качеств, текущее премирование за результаты производственной деятельности работников, доплаты и надбавки в зависимости от условий труда и объема выполняемых работ, единовременное премирование (в том числе за ввод в действие производственных мощностей и объектов строительства, внедрение новой техники, экономию энергоресурсов, открытие новых залежей углеводородов), а также выплату вознаграждения по итогам работы. Единые корпоративные нормы по оплате труда, закреплены в типовом положении об оплате труда работников организаций, которые индивидуальны для каждой нефтегазовой компании. Например, в ОАО «Газпром» применяются такие методы стимулирования и мотивации сотрудников, как:

система годового бонуса, учитывающая выполнение общекорпоративных и индивидуальных ключевых показателей деятельности компании в отчетном году;

программа участия руководящих работников в уставном капитале ОАО «Газпром».

Кроме того, в целях стимулирования персонала, реализована система поощрения их государственными наградами Российской Федерации, наградами Минэнерго России и ОАО «Газпром» [4].

Однако на нефтегазовых компаниях наблюдается высокая текучесть кадров. Данное явление, несмотря на высокий уровень зарплаты, может говорить о некомфортном положении сотрудников на предприятиях отрасли. Это означает, что для закрепления сотрудников на рабочих местах в нефтяной и газовой промышленности необходимо развитие программ материального и нематериального стимулирования.

Стимулирование сотрудников – это внешние рычаги активизации персонала, то есть побуждение с помощью материальной и нематериальной заинтересованности. Для того чтобы повысить эффективность работы сотрудников нефтегазовых компаний и уменьшить текучесть кадров, можно перенять опыт, применяемый компаниями сферы ИТ. Основными нематериальными потребностями, влияющими на деятельность персонала практически любой области являются: потребность в творчестве, признание, обучение, профессиональный рост, высокотехнологичный инструментарий для работы. Стимулирование и мотивация сотрудников должна полагаться на следующие моменты:

руководитель должен знать ценностные ориентиры своих подчинённых, их потребности, увеличение стимулов вознаграждения и уменьшение стимулов принуждения к труду;

подчинённый должен ощущать прямую зависимость между своими действиями и успехом организации в целом;

каждый сотрудник должен обучаться и развиваться;

методы стимулирования и мотивации должны модернизироваться, так как со временем изменяются потребности людей;

сотрудники должны быть максимально информированы о настоящем положении компании и деятельности их коллег.

Особое внимание необходимо обратить на те методы стимулирования и мотивации, которые повлияют на душевное равновесие сотрудников, ведь когда сотрудник не отвлекается на бытовые проблемы – он

сосредоточен, а значит, может максимально активизировать свой интеллектуальный потенциал. К данным методам относятся:

- помощь в улучшении здоровья сотрудников;
- надёжность рабочего места;
- безопасность осуществляемого труда;
- организация социальной поддержки.

Особое внимание следует уделить тому, каким образом осуществляется стимулирование и мотивирование в лучших ИТ-компаниях мира, так как они не раз признавались компаниями с лучшей репутацией. Например, корпорация, которая является одним из самых узнаваемых брендов мира – Google. Управление серверами в центрах обработки данных, расположенных по всему миру приносит компании серьёзную прибыль, часть которой владельцы вкладывают в создание благоприятных условий труда, о которых мечтают многие специалисты. Штаб-квартиры Google оснащены «игровыми комнатами», где сотрудники могут отдохнуть занимаясь на тренажерах, играя в пинг-понг или с конструктором «Лего», ведь лучший отдых – это смена деятельности. Кроме того, во многих офисах, например в Нью-Йоркском, разрешается ездить по коридорам на самокате, или находиться в кабинете со своим четвероногим другом. Также, штаб-квартиры оснащены специальными «капсулами», в которых блокируются свет и звук, где сотрудник может дремать. Корпорация следит и за здоровьем своего штата, имея в наличии спортивные залы и плавательные бассейны, с помощью которых сотрудники могут держать свою физическую форму в тонусе [5]. Данный опыт уже перенимают многие нефтегазовые компании России, например ОАО «Газпром». Стремясь дать работникам чувства некоторой «общности», в компании Google практикуется оказание бытовых услуг в стенах компании, например парикмахерские услуги фирмы «Onsite Haircuts». Наверняка в России многие загруженные работой сотрудники были бы рады такой возможности. Рабочая среда, созданная в Google, способствует повышению производительности. Неофициальная атмосфера способствует и быстрому обмену идеями, что являются ключевым моментом для работы в сфере ИТ. Для нефтегазовых компаний России неофициальная атмосфера так же была бы полезна.

Знакомясь с примерами стимулирования персонала в различных сферах, можно сделать вывод о том, что люди, занятые деятельностью различных областей имеют аналогичные потребности. В связи с этим, компании могут и должны перенимать опыт более опытных «коллег» не смотря на функционирование в иных сегментах рынка. Стимулирование и мотивация необходимы для того, чтобы помочь людям поддерживать здоровый баланс между личной жизнью и карьерой, необходимый для успешной работы.

Благодаря высокому уровню заработной платы российские нефтегазовые компании являются достаточно привлекательными работодателями. Однако высокая текучесть кадров может говорить о некомфортном положении работников во многих из них. Это заставляет задуматься о необходимости дополнительного материального и нематериального стимулирования работников, которое позволит закрепить сотрудников на своих местах. Во многих компаниях уже начали применять программы стимулирования. Например, в компании «Газпром нефть» разработана концепция нематериальной мотивации, ставшая основой для систематической работы в этом направлении. Сложившаяся в «Газпром нефти» система мероприятий позволяет сотрудникам почувствовать свою ценность для компании, важность своего вклада в общий успех. Она включает конкурсы профессионального мастерства, спортивные соревнования и оздоровительные мероприятия, корпоративные коммуникационные сессии. В «Газпром нефти» ежегодно присуждаются два вида почетных званий, являющихся корпоративными знаками отличия в труде: «Почетный работник «Газпром нефти» и «Ветеран «Газпром нефти». В нижеследующей таблице 2 представлены данные о методах стимулирования, которые особо эффективны с точки зрения стимулирования и могут быть применены или уже используются в различных нефтегазовых компаниях России.

Таблица 2

Методы стимулирования.

Инструмент	Описание
Свободный график работы	Сотрудник должен отработать 40 часов в неделю, но может выбрать количество отработываемых часов в день.
Помощь детям сотрудников	Когда рождается ребёнок, сотруднику предлагается финансовая помощь или подарок, к Новому году ребёнку до 14 лет дарят сладкий подарок.
Корпоративные новости, рассылки	Письма, в которых помимо стандартных новостей о нововведениях могут быть статьи об успехах коллег.
Организация отдыха на работе	Настольный теннис. Минимальные затраты на обслуживание.
Мероприятия	В начале года каждому отделу предоставляется на выбор список мероприятий, которые бы они хотели посетить трудовым коллективом. Оплачивается предприятием.
Подарки	Кружки, футболки и т.п. с девизом или символикой компании к празднику.

Вышеописанные мероприятия, проводимые в нефтегазовых компаниях, привели к сокращению среднего коэффициента оборота по выбытию до 36,8 % в 2012 году по отрасли.

Однако, дальнейшее улучшение ситуации возможно, на наш взгляд, только при внедрении дополнительных программ повышения мотивации, например таких, которые уже используются в сфере ИТ.

Данные действия будут способствовать повышению эффективности деятельности организации, предотвратят «утечку мозгов» и привлекут в компанию новые таланты.

Литература

1. Экспорт России важнейших товаров в январе-декабре 2013 года // ФТС России [Электронный ресурс] URL: <http://www.customs.ru/attachments/article/18884/%D0%AD%D0%9A%D0%A1%D0%9F%D0%9E%D0%A0%D0%A2.xls> (дата обращения: 06.04.2014)
2. Струкова Е. Рай не для всех: сколько получают нефтяники и газовики // РосБизнесКонсалтинг [Электронный ресурс] URL: <http://top.rbc.ru/economics/02/08/2011/608388.shtml> (дата обращения: 06.04.2014)
3. Меньшикова Е.В., Криницына З.В. Совершенствование системы мотивации персонала на примере нефтегазовой отрасли // Вестник науки Сибири. – 2014. – № 1.
4. Характеристики персонала ОАО «Газпром нефть»// Корпоративный портал ОАО «Газпром нефть» [Электронный ресурс] URL: <http://ar2012.gazprom-neft.ru/sustainability/employee-development/staff-appraisal/> (дата обращения: 06.04.2014)
5. Как Google стала лучшим местом для работы // HR-portal [Электронный ресурс] <http://www.hr-portal.ru/article/kak-google-stala-luchshim-mestom-dlya-raboty> (дата обращения: 06.04.2014)

**ЭТАПЫ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ В РАБОТЕ
ЭКОНОМИЧЕСКИХ СЛУЖБ ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»**

М. Л. Ким

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

В нашей стране первые попытки автоматизации задач бухгалтерского учета на основе использования ЭВМ были предприняты примерно в середине 60-х гг. Используемые тогда в СССР ЭВМ второго поколения (типа «Минск-32») и в 70-х гг. ЭВМ третьего поколения (типа ЕС ЭВМ), были не эффективными и обладали очень малым объемом памяти. Для того чтобы реализовать комплексный подход к решению задач бухгалтерского учета, разработчиками программного обеспечения были предложены различные модификации так называемой унифицированной модели бухгалтерской информации. Встал вопрос о комплексной автоматизации системы управления предприятиями. В результате система обработки учетных данных стала набором специализированных программных средств, оперирующих с информационными массивами, имеющими различную структуру, но в совокупности образующими единую базу данных

В начале 90-х гг, многие крупные предприятия были поставлены на грань выживания и при отсутствии средств практически не могли серьезно развивать свои информационные системы. Кроме того, ломка системы планового хозяйства и переход к рыночным отношениям закономерно требовали существенного пересмотра принципов управления предприятиями, а соответственно и построения обслуживающих систему управления информационных систем. Переход на персональные компьютеры потребовал создания для них программного обеспечения, соответствующего реалиям рыночной экономики. Эти программы ориентировались практически только на решение задач бухгалтерского учета.

Таблица 1

Классификация программ для автоматизации бухгалтерского учета и финансово – хозяйственной деятельности предприятия

1 Универсальные бухгалтерские программы	2 Универсальные программы и модули	3 Программы для отраслевого учета	4 Корпоративные	5 Системы, ориентированные на западный учет	6 Финансово – аналитические программы	7 Системы для бизнеса, управления и планирования
	Учет основных средств	торговля				Маркетинг
	Торговля, склад	строительство				Системы для организации и проведения конкурсов и торгов
		Бюджет				
		Транспорт				
	Учет труда и з/п	Общепит				Управление персоналом
		Производство				
		Гостиницы и туристические				
Кадры	Фармацевтика	Управление снабжением				
	Издательская деятельность					
Первичные документы	Жилищно-коммунальное хозяйство	Комплексные системы управления предприятием				
Сводный учет	Некоммерческие организации		Управление проектами			
Учет реализации						

К середине 90-х гг. масштабы деятельности коммерческих предприятий существенно выросли, а рентабельность их работы резко упала по различным причинам, в том числе из-за роста числа конкурентов. Это потребовало пристального внимания к эффективности использования ресурсов. Отсюда возникла потребность в налаживании управленческого и оперативного учета.

В настоящее время существует множество программных продуктов унифицированных, отраслевых и модульных; классификация программных продуктов представлена в табл. 1.

Рассмотрим этапы развития внутренних программных продуктов ОАО «Газпром нефть» на примере организации учета и отчетности трудовых ресурсов и заработной платы. До 2009 год в Корпоративном центре данной компании для расчета заработной платы использовалась программа АМБа (самый первый программный продукт для расчета заработной платы), кадровый учет велся в системе 4,7, а ведение таблиц — в Excel. В дочерних компаниях были внедрены различные IT-решения, настроенные под локальные требования и не связанные друг с другом. На некоторых предприятиях компании использовались старые версии 1С: «Предприятие, версия 7.7» или SAP 4.7, были дочерние предприятия, которые использовали для учета Excel. Методологического шаблона не существовало. Отчетность дочерние компании собирали в Excel-файлах, а Корпоративный центр консолидировал и хранил информацию также с использованием Excel. Работа по внедрению платформы SAP/1С началась в данной компании в 2009 году. Необходимость изменений была продиктована развитием бизнеса: для всех дочерних предприятий существуют единые корпоративные стандарты, внедрение которых невозможно без использования современных технологических решений. Учитывая все возрастающую сложность и разветвленность организационной структуры компании, дальнейшее использование «лоскутной автоматизации» стало просто невозможным.

Департаментом автоматизации по управлению персоналом были проведены исследования Российского рынка систем управления персоналом. Затем оценили системы по соотношению цены и качества, наличию достаточного для ОАО «Газпромнефть» функционала и стоимости поддержки, а после проанализировали на соответствие стратегии «Газпром нефти» в области информационных технологий и возможностей обеспечения функции контроля сохранности персональных данных. Мною была проведена рейтинговая оценка четырех наиболее подходящих по функционалу и распространенных программных продуктов, данная оценка произведена по методике Аникиной Б. А. [4], высчитывается значение рейтинга по каждому критерию путем произведения удельного веса критерия на его экспертную балльную оценку. Сравнивая полученные значения рейтинга для разных продуктов, определяется наилучший продукт, набравший максимальный рейтинг. Данные показатели рейтинга определяются по формуле:

$$R = Y_i * C_{ij}, \quad (1)$$

где R – рейтинг программного обеспечения, в долях;

Y_i - удельный вес i -го показателя в общей структуре критериев оценки программных продуктов, определяется экспертом, согласно требованиям и стратегии предприятия, доли;

C_{ij} - оценка i -го критерия по 4-балльной шкале j -го программного обеспечения.

Таблица 2

Рейтинговая оценка и выбор программного продукта автоматизации бизнес-процесса управление персоналом

Критерий	Вес	программный продукт							
		Парус		1С		SAP		Галактика	
		оценка	рейтинг	оценка	рейтинг	оценка	рейтинг	оценка	рейтинг
Цена	0,2	3,39	0,68	2,8	0,56	0,08	0,02	4	0,8
Учет кадров и персонализированный учет	0,1	2	0,2	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Осуществление стратегического планирования организационных изменений	0,1	0	0	0	0	1	0,1	0	0
Социальные льготы и компенсации	0,1	0	0	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Адаптация, обучение и развитие персонала	0,15	0	0	4	0,6	4	0,6	0	0
Кадровый резерв и управление талантами	0,15	0	0	4	0,6	4	0,6	0	0
Охрана труда, допуски, медосмотры, инструктажи	0,1	0	0	4	0,4	4	0,4	0	0
Выход на международный рынок	0,1	0	0	0	0	4	0,4	0	0
Интегральный показатель		5,39	0,88	22,80	2,96	21,08	2,92	12,00	1,60

Для определения рейтинговой оценки цены применяется формула:

$$C_p = (P * n) / P_{\min}, \quad (2)$$

где n - максимальный бал по заданному критерию;

P - цена лицензии программного продукта, руб.

Для определения оценки по оставшимся критериям Сij-определяется по наличию у данного программного продукта процедуры работы с персоналом.

Рейтинговая оценка и выбор программного продукта представлена в табл. 2.

В итоге по совокупности всех факторов была выбрана не одна, а две платформы — SAP ERP Human Capital Management и «1С: Зарплата и управление персоналом». Такое решение продиктовано различием в подходах с точки зрения автоматизации у разных функциональных блоков компании, отвечающих за разведку месторождений и добычу нефти, логистику, переработку и сбыт, сервис. Тем не менее, методология в сфере управления персоналом является унифицированной для всех блоков и предприятий. Преимуществами SAP ERP HCM являются наличие широкого набора сервисов и процессов для эффективного управления персоналом, включая оперативное управление, формирование и развитие кадрового резерва, набор персонала, обучение, управление сотрудничеством и коммуникациями, информационные сервисы для руководителей и сотрудников, средства аналитики в области управления персоналом, унификация процессов, объединение данных, прозрачные алгоритмы расчетов, безопасный разграниченный доступ к данным. Весь этот комплекс позволяет достичь высокой производительности труда персонала и создать атмосферу тесного и продуктивного сотрудничества, однако данное программное обеспечение является дорогостоящим и внедрение в другие функциональные блоки компании занимает продолжительный период времени. Тогда как «1С: Зарплата и управление персоналом», является легкодоступным, недорогостоящим программным продуктом, внедрение в небольшие дочерние предприятия, где необходимы только учетные функции: расчета заработной платы, кадрового учета и учета рабочего времени, самым оптимальным решением внедрения данной платформы.. Карта внедрения модулей SAP ERP HCM представлена на рис. 1.



Рис.1 – Карта внедрения модулей SAP ERP HCM [1]

Разработка методологического шаблона на первом этапе реализации программы автоматизации HR-направления позволила создать единый документ, регламентирующий процессы в сфере управления кадрами. Конечно, применение единого шаблона для двух различных технологических платформ — 1С и SAP — задача сама по себе непростая, а если учесть количество структурных подразделений «Газпром нефти», каждое из которых обладает своими особенностями с точки зрения HR, то становится понятным масштаб работ, выполненных проектной командой. Одним из ключей к успеху стало то, что в Корпоративном центре компании изначально взяли курс на максимальную унификацию процессов и продолжают строго его придерживаться.

Стратегия внедрения корпоративного шаблона получила название «Стратегия двух волн»: автоматизация проходит в два этапа. На первом базовый функционал HRM-систем внедряется в дочерних компаниях — автоматизируются кадровый учет, расчеты заработной платы и учет рабочего времени. Сейчас этот этап постепенно завершается, и к 2014 году планируется окончание тиражирования основного функционала шаблона HR во все дочерние компании, расположенные в России.

Вторая волна внедрения системы представляет собой автоматизацию дополнительного функционала HR-направления. В частности, автоматизацию сервисов самостоятельного использования для сотрудников: ESS, командировки, отпуска, рекрутинг, компетенции, бюджетирование, планирование и так далее. Процессы второй волны начались в 2010 году.

При этом все проекты сначала внедряются в качестве пилотных в Корпоративном центре — и только потом становятся частью шаблона HR и тиражируются в дочерние предприятия.

Внедрение шаблонного решения на все дочерние предприятия — задача повышенной сложности, ведь все бизнес-процессы унифицировать невозможно, тем более, если учитывать структуру ОАО «Газпромнефть», включающую более 80 нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и сбытовых предприятий в России, СНГ и странах дальнего зарубежья. Тем не менее, оно учитывает различия функциональных блоков «Газпром нефти», особенности компаний, поэтому шаблон HR — «живой» документ, который постоянно изменяется и растет».

Литература

1. Официальный сайт ОАО «Газпром нефть». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
2. Официальный сайт 1С. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://its.1c.ru/> свободный – Загл. с экрана.
3. Официальный сайт SAP. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/index.html>, свободный – Загл. с экрана.
4. Логистика: учебное пособие. / Под. ред. Б. А. Аникина. – М.: ИНФА –М, 1999
5. Официальный сайт Парус. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://galaktika-express.ru/cena-pricelist>, свободный – Загл. с экрана.
6. Официальный сайт Галактика. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.parus.com/solutions/corporate/price/> свободный – Загл. с экрана.

ВЛИЯНИЕ ЭКСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА В СТРАНЫ АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОГО РЕГИОНА НА РАЗВИТИЕ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Клочкова А.С.

Научный руководитель доцент Пожарницкая О.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

С изменением мировой экономики, активно меняется и потребление энергетических ресурсов. Значительно увеличился объем потребления в странах, которые относятся к развивающимся, а именно эти страны на сегодняшний день показывают быстрый темп роста в экономике – это касается прежде всего Китая и Индии. И согласно стратегии развития Сибири [5] к 2030 году экспорт УВ - сырья в страны Азиатско-тихоокеанского региона ощутимо возрастет. И ключом к освоению как раз и будут месторождения Восточной Сибири, так как они имеют выгодное расположение от рынков сбыта. И за последние годы там существенно возросла добыча нефти и газа.

В стратегических документах, рассматривается положительное развитие ВСНГК, увеличение объемов добычи нефти и газа и соответственно, экспорта энергоресурсов в страны АТР (Рис.1).

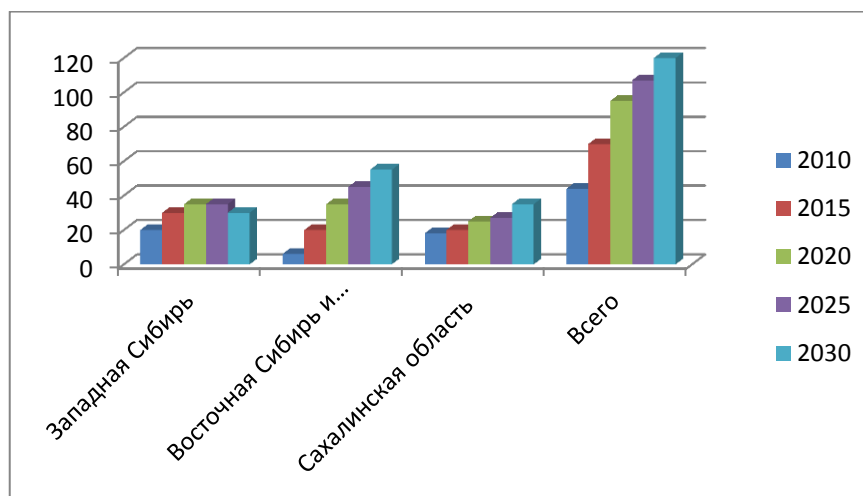


Рис. 1 - Прогнозируемый экспорт нефти в страны АТР из России [9]

По данному прогнозу на первые десять лет, основная роль в экспорте нефти достается Западной Сибири. Но уже на сегодняшний день, ситуация такова, что Восточная Сибирь все больше занимает эту нишу рынка в странах Азиатско-Тихоокеанского региона. И если по экспорту нефти система уже практически отработана и имеет благоприятную картину, то с экспортом газа не все так радужно. И тому есть несколько причин:

- Еще два года назад экспорт газа из Восточной Сибири был нецелесообразен, из-за постоянно увеличивающейся налоговой ставки на газ. Лишь после последних налоговых реформ [1;2;3] газовая инфраструктура начинает набирать обороты;

- А второй причиной, которая непосредственно зависит от первой, является отсутствие газовой инфраструктуры.

В настоящее время, компания ОАО «Газпром» планирует увеличить объем добычи газа до 100 млрд. м³, так как оттуда ближе провести газопровод в Китай [10]. Первое на очереди стоит Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение в Якутии, а для транспортировки добываемого сырья создается газовая инфраструктура, которая будет проходить через Хабаровск и до Владивостока. Согласно стратегии развития ТЭК Иркутской области на 2015-2020 года с перспективой до 2030 года, в газотранспортную систему от Чаянды возможна подача сырья с Верхнечонского нефтегазоносного месторождения, в пределах которого

осуществляется строительство Северного центра газодобычи. Что касается Ковыктинского месторождения, то ОАО «Газпром» пока не собирается пускать его в разработку до 2017 года, хотя из залегаемых в нем запасов, можно спокойно до 40 млрд. м³ в год.

После принятия закона «О пониженных ставках налога на прибыль для отдельных категорий предприятий Приангарья» [1], разработкой газовых проектов начинают заниматься не только ОАО «Газпром», но и независимые нефтяные компании.

Конкретно, речь идет об ООО «Иркутской нефтяной компании», она является владельцем не только нефтяных, но газоконденсатных месторождений. И благодаря снижению налоговых ставок, компания получила возможность для разработки газовых проектов, освоение которых планируется осуществить до 2019 года. Конечно о выходе компании на внешний рынок, в страны АТР говорить пока бессмысленно, но при таком темпе роста, ООО «Иркутская нефтяная компания» имеет шанс к 2030 году составить конкуренцию на внешнем рынке в области газа. И способствовать этому может проложенный маршрут газопроводов через Усть-Кут.

Таким маршрутом может быть Ковыктинское месторождение – Усть-Кут – Чаяндинское месторождение – Северо-Восток Китая. Суть проблемы в том, что на строительство газоразделительного и перерабатывающего производства одновременно с газотранспортной системой требуются большие затраты, и соответственно увеличивается себестоимость газа Восточной Сибири. К тому же предложенные цены на экспорт вызывают у китайского руководства сильное сопротивление. Поэтому необходимо регулирование условий выхода на рынок АТР, которое должно выражаться в контрактах на длительный срок, где будут оговариваться цены и объемы поставок.

На основании выше изложенного, можно сделать выводы:

Экспорт способствует скорейшему освоению обширных ресурсов Восточной Сибири, а от этого зависит пополнение государственного бюджета, снабжение энергоресурсами, а так же стабильное улучшение промышленно – социальной сферы.

Экспорт позволит модернизировать уже существующие и сформировать новые центры нефтеперерабатывающей, газоперерабатывающей, нефтехимической и газохимической промышленности на территории Восточной Сибири, это позволит увеличить добавленную стоимость продукции.

Экспорт приведет к привлечению инвестиций для разработки нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири, на поиски и разведку, эксплуатацию месторождений, а также создаст условия для транспортной инфраструктуры.

Литература

1. Закон Иркутской области от 30 декабря 2011 года № 143-ОЗ «О понижении налоговых ставок налога на прибыль организации, подлежащего зачислению в областной бюджет, для отдельных категорий налогоплательщиков» ;
2. Закон РФ от 21.05.1993 N 5003-1 (ред. от 02.11.2013) "О таможенном тарифе";
3. «Налоговый Кодекс РФ» (в ред. Федерального закона от 29.11.2012 №206-ФЗ)
4. Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учётом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона (Восточная газовая программа) (утверждена приказом Минэнерго РФ №340 от 3 сентября 2007г.);
5. Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона до 2025г. (утверждена распоряжением правительства РФ №2094-р от 29декабря 2009г.);
6. Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020г. (утверждена распоряжением правительства РФ №1120-р от 5 июля 2010г.);
7. Стратегия экономического развития Сибири (утверждена распоряжением правительства Российской Федерации №765-р от 7июня 2002г.);
8. Мировая энергетика в условиях глобализации: вызовы для России. - М.: ИМЭМО РАН, 2007, 153 с.
9. Энергетическая стратегия России на период до 2030г. (утверждена распоряжением правительства РФ №1715-р от 13 ноября 2009г.).
10. Пожарницкая О.В. Конкурентоспособность компаний как основа экономического роста в сфере нефтегазодобычи // 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. Томск, 2012 Издательство: Национальный исследовательский Томский политехнический университет (Томск). 2012. С. 731-733.

ПРИМЕНЕНИЕ СФЕРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ СИСТЕМЫ FUEL-EASY ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЖИДКОГО ТОПЛИВА В РАЙОНАХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ И.Н. Козырев

Научный руководитель старший преподаватель Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Целью данной работы – рассмотреть преимущества применения мягких топливных резервуаров системы Fuel-Easy для перевозки жидкого топлива в районах Томской области (на примере п. Молодежный).

Своевременное обеспечение отдаленных объектов жидким топливом, в условиях отсутствия транспортных магистралей является очень сложным и дорогостоящим процессом, включающим

транспортировку резервуаров с топливом вертолетом. Традиционно для перевозки применяются металлические, полиэтиленовые бочки и цистерны. Вывоз пустой тары для повторного применения или утилизации так же требует немалых финансовых затрат, что провоцирует экологическую проблему – рост количества брошенной тары на местах, а значит загрязнение окружающей среды [1].

Альтернативным решением является применение мягких топливных резервуаров систем Arctic King и Fuel-Easy, изготовленных из полиэстера или нейлона [2, 3].

Резервуары системы FUEL-EASY успешно применяются зарубежными нефтяными компаниями и рядом российскими компаниями: ООО «Лукойл-Коми», ЗАО «ССК», ОАО «СГК», ООО «Гомская нефтегазовая компания» и др.

К основным конкурентным преимуществам данного оборудования по сравнению с традиционными емкостями можно отнести:

складывающуюся до минимальных размеров конструкцию, и соответственно, удобство хранения и перевозки пустой тары;

большую емкость;

простоту в установке и подготовке.

Отличительной особенностью является то, что резервуар системы Fuel-Easy – это полностью складывающийся, независимый, сферический резервуар для жидкости (топливо, химические вещества, расходные материалы). Конструкция содержит складывающийся алюминиевый каркас, поддерживающий баллон с топливом, предотвращающий соприкосновение с острыми предметами и обеспечивающий точки опоры для подъемных ремней. Баллон присоединен к каркасу девятью или двенадцатью вертикальными стропами через кармашки по боковым стенкам.

Актуальной задачей является технико-экономический расчет перехода (переоснащения) на «альтернативные» резервуары.

Сравнительный анализ характеристик сферического резервуара системы Fuel-Easy с металлической емкостью на примере транспортировки жидкого топлива вертолетом МИ-8 показан в таблице 1.

Сравнительный расчет выполнен для широко применяемых при транспортировке жидкого топлива металлических цистерн емкостью 2500 литров, при потребности транспортировки 30000 литров жидкого топлива в пункт Б (скважина Р-1 Восток), находящийся на расстоянии 150 км от пункта А (п. Молодежный).

Таблица 1

Сравнительные характеристики

Параметр	Резервуар Fuel-Easy	Металлическая цистерна
Общая потребность пункта Б в топливе, литров	30 000	
Емкость резервуара, литров	3525	2500
Максимальная единовременная загрузка оборудования (при подвесной транспортировке вертолетом), литров	3000	2000
Общее количество рейсов (в оба конца)	20	30
Расстояние между пунктами А и Б, км	150	
Общее расстояние, преодолеваемое вертолетом, км	3000	4500
Скорость вертолета с подвеской, км/ч	150	120
Стоимость резервуара, руб.	588302,65	0
Стоимость 1 часа работы вертолета, руб.	45903,4	
Время, затрачиваемое на транспортировку 30000 литров топлива, часов	20	37,5
Затраты на транспортировку (работа вертолета), руб.	918068,0	1721377,5
Экономия на работе вертолета, руб.	803309,5	0
Затраты на транспортировку с учетом работы вертолета и стоимости резервуара, руб.	1506370,65	1721377,5
Экономия расходов на транспортировку с учетом работы вертолета и стоимости резервуара, руб.	215006,85	0

Число рейсов вертолета определено удвоенным отношением общей потребности пункта Б в топливе к максимальной единовременной загрузке оборудования (при подвесной транспортировке вертолетом). Общее расстояние, преодолеваемое вертолетом, соответственно – произведением расстояния между пунктами А и Б на число рейсов. Время, затраченное на транспортировку 30000 литров топлива в пункт Б – отношением общего расстояния, преодолеваемого вертолетом к скорости вертолета с подвеской.

Экономия затрат на транспортировку топлива с применением резервуаров системы Fuel-Easy составила 803309,5 рублей. При принятом в расчете допущении, что металлические цистерны уже имеются в наличии, а приобретение «альтернативных» резервуаров требует капитальных затрат, экономия при транспортировке 30000 литров жидкого топлива составила 215006,85 рублей.

Применение для транспортировки мягких резервуаров является перспективным направлением, поскольку позволяет решить несколько актуальных задач: оптимизация затрат за счет сокращения рейсов вертолета и предотвращение дальнейшего загрязнения окружающей среды пустой металлической и полиэтиленовой тарой.

Литература

1. Ковалева А. От экологии к экономике // Сфера нефтегаз. – 2010. – № 4. – С. 106 – 107.
2. Емкости для топлива Sei Ind [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.anakon.ru/Emkosti-dlya-topлива-Sei-Ind/> (дата обращения: 06.12.2013).
3. Каталог компании ГаммаФлекс [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://gamma-flex.ru/products/flexitank-for-universal-containers.php> (дата обращения: 06.12.2013).

СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ КАК АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ЭНЕРГОРЕСУРС

Д.В. Колесник

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефть является самым важным источником энергии в мире, на ее долю приходится 33,1% мирового энергопотребления.[1]

Изменение спроса и предложения на нефть зависит от различных факторов, часть из которых поддается прогнозированию, такие как: рост ВВП, действия правительства, оценка запасов; и тех факторов, которые прогнозу не поддаются: природные катастрофы, научные открытия и разработки, военные действия и т.д.[5]

Нефтяная промышленность является самой важной отраслью экономики для стран, получающих свой доход от экспорта нефти. Так за прошлый год в России объем доходов от экспорта углеводородов составил 6,94 трлн. рублей или 230,2 млрд. долларов. Если по экспорту нефти Россия занимает 2-е, с объемом примерно 12,8 % в год от мировой добычи, то по запасам Россия находится на 8-м месте с 5,2 % от мировых запасов нефти.[6]

Таблица 1

Распределение мировых запасов и объема добычи нефти по странам, млн. тонн

Страна	Запасы нефти	% от мировых запасов	Добыча нефти	% от мировой добычи
Саудовская Аравия	42274,9	15,9	547,0	13,3
Россия	13863,8	5,2	526,2	12,8
США	5564,6	2,1	394,9	9,6
Китай	2750,5	1,0	207,5	5,0
Канада*	27648,0	10,4	182,6	4,4
Иран	24961,1	9,4	174,9	4,2
Венесуэла**	47314,8	17,8	139,7	3,4

* в том числе 26678,2 млн. тонн нефти канадских нефтяных песков

** в том числе 34977,4 млн. тонн тяжелой нефти пояса реки Ориноко

На сегодняшний день спрос на нефть продолжает расти благодаря росту численности населения и увеличению потребления все более энергозатратных продуктов, следовательно стоит проблема наращивания запасов традиционных источников энергии для поддержания текущих объемов добычи и экспорта нефти. Однако основной прирост запасов происходит за счет доразведки уже открытых месторождений. При открытии же новых месторождений нефти, более половины из них содержат запасы трудноизвлекаемой нефти, либо нефти плохого качества. Таким образом, актуальна проблема экономического стимулирования разработки трудноизвлекаемой нефти и разведки новых месторождений, а также увеличение доли альтернативной и возобновляемой энергетики.[2]

Добычу сланцевой нефти можно рассматривать решением данной проблемы.

Баженовское месторождение является крупнейшим резервуаром сланцевой нефти не только в России, но и во всем мире. Согласно одной из оценок, эта плотная горная порода может содержать до 100 миллиардов баррелей извлекаемых запасов нефти, что ставит Россию на первое место в мире по извлекаемым запасам сланцевой нефти. Уже через 20 лет Баженовское месторождение может стать главным источником нефти в стране.[4]

Проблема сланцевой нефти в том, что ее очень сложно добывать. Она содержится в горных породах на большой глубине, откуда ее приходится извлекать трудоемкими способами, и без налоговых изменений затраты на нее превысят доходы от добытой таким способом нефти. Среди экологических ограничений основным и критическим является расход пресной воды. По показателям энергетической эффективности и выбросам CO₂ сланцевая нефть способна конкурировать с месторождениями традиционной нефти.

Несмотря на все недостатки, от сланцевых энергоносителей ждут очень многого. Аналитики утверждают, что сланцевая нефть потенциально способна изменить всю экономику страны, увеличить безопасность энергетики, повысить энергетическую независимость государства, причем - не столько в краткосрочной, сколько в длительной перспективе. Понимая значимость данного ресурса российское правительство вводит налоговые льготы для компаний занимающихся исследованием данного месторождения.

Так, согласно тексту поправок, при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям, коэффициент

будет равен нулю. Норма действует в течение 180 налоговых периодов, начиная с налогового периода, в котором степень выработанности запасов эксплуатационного объекта месторождения нефти из залежи углеводородного сырья превысила 1%. Степень выработанности залежи определяется налогоплательщиком самостоятельно, по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода. При добыче нефти из конкретной залежи с эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта не более 10 м предлагается применять коэффициент 0,2; при толщине пласта более 10 м - коэффициент 0,4. При добыче нефти из залежи, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты, предлагается установить коэффициент, равный 0,8.

Но даже такие действия правительства не способны изменить сложившуюся ситуацию в ближайшее время, потребуются десятилетия для развития инфраструктуры и технологий для промышленной добычи сланца в России.[3]

Учитывая этот факт правительству нужно искать другие пути решения данной проблемы. Одних стимулирующих налоговых льгот для добычи трудноизвлекаемой нефти не достаточно, нужно полностью переработать налоговый режим по традиционной нефтедобычи, чтобы поддерживать нужный режим добычи на разрабатываемых месторождениях и способствовать внедрению более современных технологий.

Литература

1. Азарова А. И. Влияние факторов развития нефтяной отрасли на ценообразование нефти // Проблемы учета и финансов. - 2012.- №1.- С.35 - 53.
2. Папковская П.Я. Нефть как объект внешней торговли – М.: ООО «Мисанта», 2007. – 78 с.
3. Глушевенко Е.В. Сланцевая нефть: технология, экономика, экология// Экологический Вестник России.-2013.- №5.- С. 28 - 33.
4. Плотникова И. Сланцевая нефть: программа будущего// Нефть и жизнь. -2013.-№7(83).- С. 5 - 7.
5. Факторы формирования цен на нефть/ Ю. Н. Бобылев [и др.]. - М.: 2006. – 117.с.
6. BP Statistical Review of World Energy June 2013 [Электронный ресурс] режим доступа: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical_review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

К.А.Коновалова; М.А.Носова

Научный руководитель доцент М.Р.Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Государство воздействует на рыночную экономику с помощью экономических рычагов, важное место среди которых занимают налоги. Платежи за пользование природными ресурсами составляют довольно многочисленную группу налогов, сборов и иных обязательных платежей.

Данная статья освещает непосредственно налог на добычу полезных ископаемых, раскрывая при этом перспективы его развития в России. Богатство России формируется при помощи природных ресурсов, которые в свою очередь создают минерально-сырьевую базу страны. Большая часть дохода нашего государства в государственном бюджете приходится непосредственно на доходы от экспорта ресурсов.

По итогам 2012 года Россия в очередной раз подтвердила свой статус крупнейшей сырьевой державы в мире, оказавшись на лидирующих позициях по экспорту нефти и газа. В год добывается более 0,5 млрд. т. нефти, из которых почти половина уходит на экспорт. Ежегодные доходы от экспорта черного золота достигают 171,7 млрд. долл. [4] За 2012 год было экспортировано 239,3 млн. тонн нефти, общая стоимость которой составила 180,9 млрд. долл. США. Рост внутренней переработки ресурсов является одной из причин небольшого падения уровня экспорта нефти [3].

В 2012 году компания «Роснефть» экспортировала по системе «Транснефть» 60,9 млн. тонн нефти, повысив экспорт на 3,29 %. В итоге ее доля в суммарном объеме экспорта составила 31 %. ТНК-ВР повысила экспорт на 1,24 % — до 30,1 млн. тонн(21 %), «Сургутнефтегаз» снизил экспорт на 1 % — до 26,7 млн. тонн (14,6 %), ЛУКОЙЛ повысил экспорт на 3,4 % — до 24,6 млн. тонн (17,7 %). Таким образом, на эти компании приходится более 84 % всей экспортируемой нефти [5].

Кроме того, Россия является крупнейшим экспортёром природного газа, формируя приблизительно 20 % общего экспорта газа в мире. По исследованиям экспертов за 2012 год экспорт газа из России снизился до 179 млрд. кубометров. Однако планируется, что экспорт российского газа существенно вырастет благодаря разработке новых месторождений [3].

Все перечисленные компании облагаются налогом на добычу полезных ископаемых, который был введен в 2002 году (глава 26, Налоговый кодекс РФ) [1]. Почти каждый год ставки налога изменяются с целью улучшения экономической ситуации в стране. Благодаря введению данного вида налога, поступления в федеральный бюджет от добычи полезных ископаемых значительно увеличились, и с каждым годом размер данных поступлений растет. Доля доходов по данному налогу в 2009 году составила 39,3 %, к концу 2010 года она увеличилась на 4,1 % и на 5,6 % к концу 2011 года, что можно объяснить повышением цены на нефть. Ежегодно растет объем добываемого природного сырья благодаря освоению и разработке новых месторождений. Это способствует постоянному росту доходов государства, которые были централизованы в федеральном бюджете государства с 2010 года из-за того, что запасы нефти и газа сосредоточены крайне неравномерно на территории РФ [2].

Однако при введении НДС в тех регионах, где добыча именно твердых полезных ископаемых была первостепенной, доля доходов от платежей уменьшилась. Сокращение произошло под влиянием нескольких факторов: изменения объекта налогообложения по отдельным видам минерального сырья, уменьшения налоговых ставок по твердым полезным ископаемым, а также использования затратного метода оценки налоговой базы [6]. Эксперты уже длительное время отмечают проблему определения объекта налогообложения и проблемы, связанные с оценкой стоимости добытых полезных ископаемых. Данные проблемы служат веским основанием для корректировки механизма налогообложения добычи твердых полезных ископаемых.

Однако, не смотря на перечисленные недостатки, следует рассмотреть перспективы данного налога. Как известно, на современном этапе развития таможенные и налоговые платежи топливно-энергетического комплекса составляют значительную долю доходов федерального бюджета страны. Очевидно, что это одна из важнейших составляющих экономики России.

2012 год стал годом налоговых реформ для отрасли. Изменения в основном оказались связаны с появлением новых льгот для компаний, занимающихся добычей нефти. Государство рассчитывает, что налоговые послабления должны стать стимулом для освоения и разработки новых месторождений, что позволит России увеличить добычу нефти, а, следовательно, и рост доходов. Можно сказать, что наиболее масштабный перечень льготного налогообложения коснулся разработки месторождений на шельфе.

Подобные инициативы российского государства не остались незамеченными зарубежными компаниями. В течение 2012 года «Роснефть» создала сразу три масштабных международных альянса по освоению месторождений на шельфе.

К процессу освоения российского шельфа «Роснефть» пыталась подключить и российских нефтяников. По законодательству, негосударственные компании не могут самостоятельно осваивать российский шельф, а должны участвовать в совместных предприятиях с государственными — «Роснефтью» или Газпромом.

Однако, к сожалению, достичь окончательных договоренностей компании так ни с кем и не удалось. В результате «Роснефти» удалось привлечь к работе на шельфе только Газпром.

Были установлены новые ставки налога на добычу полезных ископаемых на газ. Также для независимых производителей газа предлагаются понижающие коэффициенты, которые равны 0,646 — на 2013 год, 0,673 — на 2014 год и 0,701 — с 1 января 2015 года. За счет введения данных ставок федеральный бюджет пополнится в будущем году на 13,6 млрд. руб., в 2014 году — около 58 млрд. руб. и в 2015 году — 95 млрд. руб. [4].

Ставка НДС на газ до настоящего момента постоянно росла. Впервые она резко пошла вверх в 2011 году. До 2012 года рост налоговой нагрузки хоть и встречал крайнее недовольство в Газпроме, однако практически не отражался на его финансовых показателях. Эксперты полагают, что выходом из ситуации мог бы стать дифференцированный подход в области расчета НДС. Для этого могла бы быть разработана формула для расчета этого налога. Министерство энергетики РФ предлагает в формуле расчета на 2014—2015 гг. учитывать фактическую цену реализации газа и окупаемость проектов, а также уйти от классификации группы Газпром и независимых производителей [4].

В заключение следует отметить, что будущее России полностью зависит от эффективного использования природно-ресурсного потенциала страны. Поэтому ресурсные платежи должны быть экономически значимыми, иметь существенный удельный вес в общей структуре налогов. Только научный подход, а не стремление обеспечить немедленное поступление налогов на приемлемом уровне, позволит разработать более эффективный механизм такого налогообложения. Необходимо грамотно планировать изменение ставок налога в зависимости от ситуации в стране, иначе финансовые потери понесут не только компании, занимающиеся добычей полезных ископаемых, но и само государство

Литература

1. Налоговый кодекс Российской Федерации по состоянию на 1 февраля 2012: ч. 1, 2 (с изменениями, вступающими в силу с 1 января 2012 года).
2. Официальный сайт Федеральной налоговой службы РФ - Налог на добычу полезных ископаемых. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://www.nalog.ru>, свободный (дата обращения: 20.04.2013).
3. Официальный сайт Центрального банка РФ. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://www.cbr.ru/statistics>, свободный (дата обращения: 29.03.2013).
4. Росбизнесконсалтинг — информационное агентство. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://www.rbc.ru>, свободный (дата обращения: 30.03.2013).
5. Сайт новостей. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://newsruss.ru>, свободный (дата обращения: 28.03.2013).
6. Фадеев Д.Е. Актуальные вопросы развития налоговой системы // Налоговый вестник.2010. — 288 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОНЯТИЯ «МАЛЫЙ ИННОВАЦИОННЫЙ БИЗНЕС»**В.Б. Косов***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

Чтобы говорить предметно о малом инновационном предпринимательстве (МИП), необходимо определить с критериями отнесения хозяйствующих субъектов к этой группе. В нашей стране до сих пор официально утвержденного критерия нет. В Федеральном законе от 24.07.2007 № 209-ФЗ «О развитии малого и среднего предпринимательства в Российской Федерации» речь идет о малом и среднем предпринимательстве без разбивки его на сферы деятельности.

Обзор существующих подходов к определению МИП приведен в коллективном исследовании «Модернизация экономики на основе технологических инноваций» [2]. Авторы отмечают, что универсального определения «малой инновационной организации» (МИО) не существует. В зарубежной практике используются различные варианты названия такого рода организаций: инновационное малое предприятие (innovative SME), высокотехнологичная фирма (high technology firm), фирма новейшей технологии (new technology-based firm (NTBF), фирма, основанная на использовании знаний (knowledge-based firm) «эксплоренты» - фирмы, специализирующиеся на создании новых или радикальных преобразований старых сегментов рынка, занимающиеся продвижением новшеств на рынок и т.д.

Обычно применяется комбинированный подход к определению МИО, в котором используются критериальные признаки субъектов малого бизнеса, то есть количество сотрудников и (или) финансовые показатели деятельности, и показатели инновационной активности организации - количество научных сотрудников, количество нововведений, количество публикаций по результатам исследований, объем средств, направляемых на научные исследования. Критерием для выделения может служить и наукоемкость продукции, то есть уровень затрат на научные исследования и разработки.

В России под МИО понимается такое предприятие, которое в течение последних трех лет имело завершенные инновации, то есть новые или значительно усовершенствованные продукты, внедренные на рынке, новые или значительно усовершенствованные услуги или методы их производства, также уже внедренные на рынке, новые или значительно усовершенствованные производственные процессы, внедренные в практику.

Из текста не совсем понятно, откуда в принципе правильное определение, но утверждение, что в России оно принято, вызывает вопрос: где, когда и кем? Тем более, что законодательной дефиниции МИО не существует, что вызывает серьезные затруднения в процессах идентификации субъектов инновационной деятельности в малом предпринимательстве. Исследователи инновационной активности МИП предлагают ввести четкие критерии квалификации организации в качестве субъекта малого инновационного предпринимательства. Первым из них они предлагают сделать минимальную долю выручки от реализации продукции, работ и услуг инновационного характера, устанавливаемую на уровне 70%. Желателен также механизм добровольной аккредитации МИО в региональных уполномоченных органах, на основе которой можно было бы разработать реестр организаций, имеющих право на льготы и специальную поддержку государства.

Предложения о введении критериев не вызывают никаких возражений, но пока на практике все остается на уровне дискуссий и не очень конкретных вариантов решения. Не существует однозначных и четких критериев даже у организаций, деятельность которых непосредственно связана с инновационными малыми предприятиями. Речь, прежде всего, идет о Фонде содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере. В его официальных документах находим: «Под малыми инновационными компаниями (МИК) понимаются компании, соответствующие законодательному определению малого предприятия и обладающие правами на интеллектуальную собственность, содержащуюся в предлагаемом для поддержки проекте» [3].

Критерий понятен с точки зрения задач, стоящих перед данным фондом, но он явно недостаточен для всех организаций малого бизнеса, занятых в инновационной сфере. Нет однозначного ответа на этот вопрос и в других источниках. Каждый субъект, предпринимающий конкретные шаги в отношении МИП стремится самостоятельно определить предмет своей деятельности. Авторы исследования инновационной активности МИП проведенного в Омске, более точно обозначили принцип включения предприятий в изучаемую группу. Критерием включения в выборку было наличие у МВП прав интеллектуальной собственности хотя бы на один из следующих объектов: патент на изобретение, полезную модель, промышленный образец, лицензия, ноу-хау [4]. Это уже достаточно конкретный, но узкий подход. Ряд МИП, по сути относящихся к этой группе, может туда не попасть, так как не всегда до окончания своей работы обладает правами интеллектуальной собственности, поскольку объект ее возникает как результат их деятельности.

Отсутствие закрепленных в нормативных документах четких критериев отнесения хозяйствующих субъектов к категории инновационных будет несомненным тормозом в проведении модернизационных мероприятий. Нужно срочно ликвидировать законодательные проблемы в этой области. Прежде всего, следует посмотреть на мировой опыт статистического исследования инновационных процессов. Наибольший интерес в связи с этим представляет так называемое «Руководство Осло», совместно разработанное Евростатом и ОЭСР и являющееся частью непрерывно эволюционирующего семейства руководств, посвященных измерению и интерпретации данных, относящихся к науке, технологиям и инновациям.

В Руководстве Осло дано такое определение: «Инновационное предприятие - это предприятие, которое внедрило некую инновацию в течение периода наблюдения. <...> Инновационные предприятия можно подразделять еще по типам осуществленных инноваций: одни из них могли освоить новый продукт или процесс, другие - новый метод маркетинга, третьи - осуществить организационное изменение» [5].

Следовательно, для идентификации МИП необходимо опираться на результат его деятельности, который может выступать в виде следующих инноваций: продуктовых, процессных, маркетинговых, организационных: Практически невозможно представить, что малое предприятие способно осуществлять все четыре инновации одновременно. Их можно идентифицировать по наличию в результатах деятельности хотя бы одной из них, чтобы получить общую статистическую картину инновационной активности малых предприятий.

Со временем критерии могут становиться более конкретными с точки зрения количественной определенности, но на сегодняшний день нужно сделать хотя бы первый шаг. Таковым может стать отнесение хозяйствующего субъекта к категории МИП по двум критериям:

по численности в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2007 № 209-ФЗ «О развитии малого и среднего предпринимательства в Российской Федерации»;

по наличию в результатах деятельности в течение последних трех лет одной из перечисленных четырех инноваций (продуктовой, процессной, маркетинговой, организационной).

Литература

1. Инновационная Россия - 2020 (Стратегия инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 года) Проект. Минэкономразвития России Москва, 2010
2. Асаул, А.Н. Модернизация экономики на основе технологических инноваций / А.Н. Асаул [и др.]. - СПб: АНО ИПЭВ, 2008. - С. 178-180.
3. Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.kak-nachat-svoe-delo.ru/fond-sodeystviya-razvitiyu-malyh-form-predpriyatiy-v-nauchno-tehnicheskoy-sfere.html>.
4. Грасмик К.И. Инновационная активность малых высокотехнологичных предприятий России / К.И. Грасмик, О.А. Терентьева // ЭКО. - 2011. - № 8. - С. 19.
5. 5. Руководство Осло: Рекомендации по сбору и анализу данных по инновациям. - 3-е изд. - ОЭСР/ЕС, 2005. - Государственное учреждение «Центр исследований и статистики науки» (ЦИСН), 2010.

ПРОБЛЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТОИМОСТИ ЛИКВИДАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ НА ЭТАПЕ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

М.В. Кутькова

Научный руководитель старший преподаватель А.П. Добровинский
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время при создании инвестиционного проекта разработки нефтяного месторождения, одной из наиболее сложных задач остаётся определение первоначальной стоимости ликвидации объектов основных производственных фондов [2].

Ликвидация объектов обустройства нефтегазового месторождения требует значительных объёмов финансирования, которые нередко достигают 10% капитальных вложений на разработку всего месторождения [4]. Основные затруднения расчёта ликвидационных затрат связаны с необходимостью учитывать технико-экономические особенности отдельно взятого нефтепромысла, такие как, длительные сроки создания и территориальная закреплённость производственных фондов, уровень материалоемкости нефтепромысловых объектов, уникальность горно-геологических условий и др.

Целью данной статьи является анализ проблем формирования сметной стоимости ликвидации объектов капитального строительства нефтяных месторождений на стадии разработки инвестиционного проекта.

В настоящее время, определение сметной стоимости на проведение демонтажных работ осуществляется на основе базисно-индексного метода и на практике применяются [2]:

сметные нормы и расценки территориальных сборников ТЕР 81-02-46-2001 «Работы при реконструкции зданий и сооружений», дифференцированные для каждого субъекта РФ;

понижающие коэффициенты к основным сметным нормативам на строительно-монтажные работы согласно МДС 81-36.2004 (указаниям по применению федеральных единичных расценок на строительные и специальные строительные работы).

Сборники ТЕР 81-02-46-2001, разработанные на основе Федеральных единичных расценок на строительные работы (ФЕР 81-02-46-2001), включают в себя расценки преимущественно на работы по разборке или замене бетонных, железобетонных и кирпичных конструкций жилых и общественных зданий. Таким образом, данный нормативный документ в большей степени ориентирован на демонтажные работы в гражданском строительстве [6].

Сравнительная характеристика наиболее значимых сильных и слабых сторон применения сметных норм и расценок ТЕР 81-02-46-2001 представлена на рис. 1.



Рис. 1. Преимущества и недостатки сборников ТЕР 81-02-46-2001

В целом, как показывает практика, расчёт сметы на демонтаж объектов капитального строительства в нефтегазовой отрасли в соответствии со сборником ТЕР 81-02-46-2001 невозможно провести в полном объёме, в связи с отсутствием в сборнике достаточного круга расценок. Например, для проведения демонтажа объекта технологического трубопроводного транспорта нефти необходимо выполнение большого количества работ с металлоконструкциями: демонтаж узла задвижки для трубопровода, демонтаж металлического колодца из стальных труб и листовой стали и др. Расценки на данные виды работ в сборнике отсутствуют.

Второй метод подразумевает отнесение понижающих коэффициентов согласно указаниям по применению федеральных единичных расценок на строительные и специальные строительные работы МДС 81-36.2004, п. 3.3 к основным сметным нормативным расценкам на строительные-монтажные работы согласно формуле:

$$Л_{об.кап.стр} = (С_{об.кап.стр} - М) \times К$$

где $Л_{об.кап.стр}$ – суммарные затраты на ликвидацию объектов капитального строительства, млн. руб.;

$С_{об.кап.стр}$ – первоначальная стоимость строительства или капитальные вложения объектов нефтепромышленного обустройства, млн. руб.;

$М$ – стоимость материалов и комплектующих частей, входящих в сметные расценки на строительные-монтажные работы, млн. руб.;

$К$ – понижающие коэффициенты.

Сметные расчёты на осуществление демонтажных работ рассчитанные таким образом складываются из затрат труда рабочих и затрат на эксплуатацию строительных машин и механизмов с учетом понижающих коэффициентов.

Сравнительная характеристика наиболее значимых сильных и слабых сторон применения понижающих коэффициентов согласно МДС 81-36.2004 представлена на рис. 2.

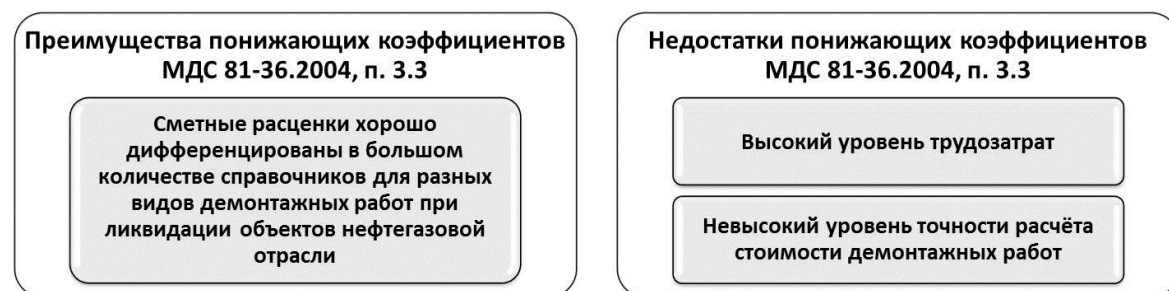


Рис. 2. Преимущества и недостатки метода понижающих коэффициентов МДС 81-36.2004, п. 3.3

Основным затруднением при применении понижающих коэффициентов МДС 81-36.2004, п. 3.3 выступает частичное извлечение из сметных расценок стоимости материалов и комплектующих частей, которые были необходимы при строительстве и монтаже объектов нефтегазового обустройства.

Другим существенным недостатком применения понижающих коэффициентов является неточность установления сметной стоимости демонтажных работ. Данная ситуация возникает по причине отсутствия дифференциации коэффициентов для различных видов работ в пределах укрупнённой группы (табл.1) [5].

В целом, с учётом преимуществ и недостатков, в настоящее время, определяя стоимость демонтажа объектов капитального строительства на территории нефтепромыслов наиболее оправданным является комбинированный подход с использованием расценок сборника ТЕР 81-02-46-2001 и понижающих коэффициентов согласно МДС 81-36.2004, п. 3.3 к тем видам работ, которые отсутствуют в ТЕР 81-02-46-2001. Однако такое объединение неизбежно приводит к значительному возрастанию трудоёмкости при расчёте стоимости работ по ликвидации нефтепромысловых объектов, что является неоправданным задолго до завершающей ликвидации.

Таблица 1

Понижающие коэффициенты МДС 81-36.2004 к работам сборников ФЕР

Величина коэффициента	Применение
0,8	Демонтаж (разборка) сборных бетонных и железобетонных конструкций
0,8	Демонтаж (разборка) сборных деревянных конструкций
0,4	Демонтаж (разборка) сборных внутренних санитарно-технических устройств
0,6	Демонтаж (разборка) наружных сетей водопровода, канализации, тепло-, газоснабжения
0,7	Демонтаж (разборка) сборных металлических конструкций

Поэтому, при создании инвестиционного проекта наиболее перспективным представляется подход на основе использования укрупнённых показателей стоимости ликвидации (УПСЛ) по основным группам объектов нефтепромыслового обустройства от первоначальной стоимости строительства или капитальных вложений в эти объекты.

Схожий подход широко используется при технико-экономическом обосновании инвестиций в газодобывающей отрасли, например, укрупнённым показателем стоимости ликвидационных работ в ОАО «Газпром» для всех объектов обустройства, за исключением скважин, принято считать 10% от стоимости основных производственных фондов [4].

Поэтому на практике разумным вариантом является дифференциация нормативов. Оценки стоимости демонтажных работ по небольшому числу укрупнённых направлений обустройства месторождений можно найти, например, у Исаченко В.М. [3].

Необходимо помнить, что использовать УПСЛ можно не для всех объектов обустройства месторождений. Применить подход на основе УПСЛ легче всего для линейных объектов – нефтесборные сети, линии электропередач мощностью до 6 кВт, водоводы, а также кусты скважин, что связано со стандартным перечнем необходимых работ, материалов и технологий при проведении их демонтажа.

Таким образом, через какое-то время стандартизация по группам объектов позволит сформировать модули – комплексы типовых ликвидационных работ. Формирование таких модулей по каждой из групп объектов ликвидации должно учитывать ряд условий, характеризующих территорию расположения объектов ликвидации, уровень её нефтегазоносности; технологию работ по демонтажу; объект-аналог ранее ликвидированный на территориях со схожими условиями.

В целом, возможный подход к формированию величины УПСЛ показан на рис.3.

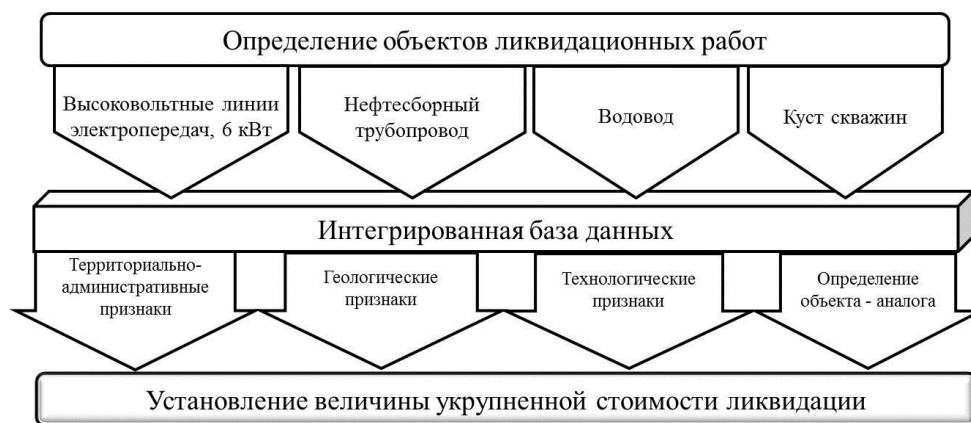


Рис. 3. Подход к формированию сметной стоимости ликвидации объектов капитального строительства нефтегазовых промыслов на основе УПСЛ

Сформированные модули должны содержать сведения о среднем уровне трудоёмкости строительномонтажных и демонтажных работ, что позволит определить коэффициенты, которые будут использоваться при расчёте укрупнённых показателей стоимости ликвидации. Корректировка полученных значений потребуется, например, для использования в следующих проектах в связи с изменением используемых технологий, территории работ и т.п.

Таким образом, на основе расчётов трудоёмкости и нормативной стоимости нормо-часа строительномонтажных работ можно на этапе разработки инвестиционного проекта с относительной долей точности определить какой должна быть величина укрупнённого показателя стоимости ликвидации от стоимости капитальных вложений в объекты обустройства месторождений углеводородного сырья.

В заключении необходимо отметить, что оптимальный механизм определения сметной стоимости ликвидации объектов капитального строительства на этапе инвестиционного проектирования должен учитывать

текущие ценообразующие факторы и их изменения, актуальный технический уровень и качество выполняемых работ. В то же время, с течением времени, значение УПСЛ для конкретного проекта разработки неизбежно будет меняться, поэтому с целью повышения точности определения перспективной оценки стоимости текущей и завершающей ликвидации можно применить метод дисконтированной оценки изменения стоимости, с учётом следующих факторов [1]:

изменения уровня общественно-социального и технического развития в период после окончания строительства объекта до его ликвидации;

особые, например, инженерно-геологические, условия, влияющие на решения по проекту обустройства нефтепромыслов;

изменения цен на материально-технические ресурсы в том или ином регионе;

различия в конструктивных решениях по проекту разработки месторождения;

другие значимые факторы.

Литература

1. Гнибидин В.Н. Совершенствование методических подходов расчёта сметной стоимости строительства скважин на нефть и газ на основе ресурсного метода // Территория Нефтегаз. – 2012. - № 4. – с. 66-71.
2. Добровинский А.П., Кутыкова М.В. Актуальные проблемы ликвидации объектов капитального строительства на завершающем этапе разработки нефтяных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 1 URL: www.science-education.ru/115-12220 (дата обращения: 01.03.2014)
3. Исаченко В.М. Оценка проектной капиталоемкости разработки нефтяных месторождений: автореферат дис.кан.экон.наук: - Тюмень, 2004. – 26 с.
4. Мазурина Е.В. О формировании ликвидационных фондов месторождений углеводородного сырья // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. - Т.5. - №1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/9_2010.pdf (дата обращения: 01.03.2014)
5. МДС 81-36.2004. Указания по применению федеральных единичных расценок на строительные и специальные строительные работы (ФЕР-2001) // Госстрой России - Москва, 2004. URL: <http://smetnoedelo.ru/mds> (дата обращения: 01.03.2014)
6. ФЕР 81-02-46-2001. Федеральные единичные расценки на строительные работы. Сборник 46. Работы при реконструкции зданий и сооружений (издание 2008 г. с учётом изменений и дополнений) URL: http://www.infosait.ru/norma_doc/54/54573 (дата обращения: 01.03.2014)

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕЛЕВОГО ЛИКВИДАЦИОННОГО ФОНДА ДЛЯ ЛИЦЕНЗИОННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.В. Кутыкова

Научный руководитель старший преподаватель А.П. Добровинский
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Остаточные запасы нефти со временем характеризуются ухудшением структуры за счёт выработки активной части и увеличению доли трудноизвлекаемых запасов по всем добывающим регионам России. Все это приводит к снижению показателей нефтеизвлечения и к ухудшению технико-экономической эффективности разработки и эксплуатации месторождения [7]. В связи с этим, понижение рентабельности отдельных скважин может приводить к необходимости преждевременной их ликвидации, что вместе с другими плановыми ликвидационными работами для объектов нефтепромысла, приводит к необходимости своевременного накопления средств в целевом фонде [3].

Сформировать резерв для целей предстоящей ликвидации скважин, а также основных объектов обустройства нефтепромыслов можно только за счёт периодических отчислений, которые должны выполнять определённые функции.

Одной из важнейших задач формирования целевого ликвидационного фонда (ЦЛФ) является определение характера и размеров отчислений. Решение этой задачи тесно связано с решением не менее важных вопросов, а именно определения размера фонда и источника отчислений [3].

Общий объём средств, необходимых для полной ликвидации нефтепромысловых объектов целесообразно на инвестиционном этапе рассчитывать по укрупнённым показателям однородных групп объектов с последующей коррекцией стоимости ликвидации при изменении отдельных условий.

Характер отчислений можно установить в двух основных формах, сравнительная характеристика которых представлена на рис. 1.



Рис.1. Преимущества и недостатки форм отчислений денежных средств с целью формирования ЦЛФ

Первый вариант предполагает, что отчисления устанавливаются в виде единого размера отчислений для всех месторождений и закреплённого в законодательстве страны. Однотипность подхода ко всем недропользователям не учитывает уникальность месторождения, а именно горно-геологические условия, качественные параметры добываемого сырья, потенциал добычи на месторождении и многие другие факторы, что непременно приведёт к неравенству недропользователей. Возможными последствиями такого подхода будет отказ от разработки месторождений, расположенных в сложных природных условиях, с выработанными высокопродуктивными залежами и трудноизвлекаемыми запасами, т.к. они не обладают достаточным экономическим потенциалом.

Основным преимуществом первого варианта является простота администрирования в процессе установления ставок отчислений денежных средств на цели ликвидации, но в условиях неуклонно снижения КИН и резкого ухудшения качества вовлекаемых в освоение и разработку месторождений нефти это не может являться убедительным аргументом.

В связи с этим, более обоснованным будет установление дифференцированных размеров отчислений, которые будут рассчитываться индивидуально в проектах ликвидации объектов капитального строительства каждого недропользователя. Опыт учёта индивидуальных особенностей месторождений в России уже существует при исчислении НДС и связан с тем, что «мировой опыт свидетельствует о том, что дифференцированное налогообложение позволяет продлить период разработки «зрелых» и/или трудноизвлекаемых запасов, что особенно важно для решения социальных проблем в «старых» сырьевых районах» [4].

Механизм адаптивного подхода предполагает установление ставок отчислений за определённые периоды на 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной с учётом следующих основных условий разработки месторождения [5]:

- сложности геологического строения;
- выработанности запасов на месторождении;
- коэффициент извлечения нефти;
- качество нефти (тяжёлая, средняя, лёгкая);
- общие и локальные экономические условия.

Указанные параметры дают возможность определить размеры отчислений для каждого года эксплуатации месторождения. Однако учесть на практике все многообразие условий достаточно сложно [6].

А.А. Волков уточняет, что при дифференцировании ставок «трудности заключаются не только в выборе показателей, таких как степень выработанности запасов (стадия освоения месторождения), территориальный фактор (географическое положение и природно-климатические условия), степень обводнённости нефти, но и в отсутствии по большинству месторождений значений отдельных показателей, необходимых для проведения комплексного анализа их влияния на эффективность разработки каждого лицензионного участка» [2].

Источниками отчислений, в соответствии с действующим налоговым режимом в РФ, могут выступать прибыль после уплаты налога на прибыль, что уменьшает доход недропользователей [1], или внереализационные расходы, которые сокращают налогооблагаемую базу, лишь по факту их свершения. Другим источником может выступать объём добытого сырья, часть стоимости которого направляется в ЦЛФ.

В целом, с учётом, что для создания ЦЛФ требуются существенные финансовые средства и время, целесообразно вести расчёт отчислений в фонд не от объёма добываемого сырья или товарной продукции, а от дохода недропользователя, получаемого им при реализации нефти, добытой на конкретном нефтепромысле, не смотря на то, что недропользователи могут считать данную базу отчислений невыгодной для себя. Поэтому, оптимальным источником можно признать часть дохода недропользователя текущего периода с учётом объёма добытого углеводородного сырья, освобождённая от налога на прибыль и аккумулируемая в фонде [3]. Данное предложение имеет смысл, т.к. такая база отражает соотношение цены и затрат на производство и реализацию

продукции, а затраты определяются совокупностью условий определённого месторождения, которые отражают его уникальность и расчёт которой зачастую затруднён или невозможен.

Период отчислений в ЦЛФ должен приходиться на период, когда добыча нефти на месторождении рентабельна, когда выручка от реализации нефти превышает сумму издержек, налогов и некоторую норму чистой прибыли. Для определения размеров отчислений средств в ЦЛФ добывающего предприятия в каждом конкретном году можно использовать соотношение добытой нефти в том или ином году к общей плановой добыче по проекту умноженное на величину плановой потребности в финансовых ресурсах на ликвидацию нефтепромысловых объектов. Таким образом, если делается прогнозный расчёт от объёма добычи на весь период разработки, то размер отчислений (стоимостная оценка) должен рассчитываться по формуле:

$$\text{Рлик.}i = \text{Слик.} \times \text{ТП}i / \text{ТПобщ.},$$

где Рлик.і - резерв на ликвидацию, сформированный в і-м году;

Слик. - общая стоимость ликвидации всех объектов;

ТПі - товарная продукция по плану в і-м году;

ТПобщ. - общий плановый объём товарной продукции за весь период эксплуатации месторождения.

Для того, чтобы недропользователи не занижали и не завышали суммы, направляемые в ЦЛФ, с целью ухода от обязательств формирования ЦЛФ или сокрытия части дохода соответственно, необходимо установить минимальные и предельные величины отчислений, а также закрепить состав затрат, которые недропользователь имеет право осуществить при проведении ликвидационных работ.

В заключении необходимо отметить, что предлагаемый механизм осуществления отчислений денежных средств в ликвидационный фонд в полной мере будет способствовать реализации основных функций создания и использования ЦЛФ: страховой, регулирующей и стимулирующей.

Реализация страховой функции позволит сформировать ЦЛФ в объёме необходимом и достаточном для проведения всех ликвидационных работ. Регулирующая функция будет проявляться в повышении рентабельности разработки месторождений путём адаптации механизма отчислений к изменяющимся условиям. Стимулирующая функция связана с возможностью повысить интерес в освоении низкорентабельных месторождений. Системный подход к реализации всех этих функций будет соответствовать принципам устойчивого развития общества и поможет избежать экологических катастроф.

Литература

1. Анашкин О.С., Крюков В.А. О проблеме ликвидации основных производственных фондов на месторождениях полезных ископаемых // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2012. - №2. – С. 18-27.
2. Волков А.А. О дифференциации налога на добычу полезных ископаемых // Известия высших учебных заведений. - 2007. - № 1. - С.65.
3. Добровинский А.П., Кутыкова М.В. Актуальные проблемы ликвидации объектов капитального строительства на завершающем этапе разработки нефтяных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 1; [электронный ресурс] – режим доступа: www.science-education.ru/115-12220 (дата обращения: 01.03.2014)
4. Корепанов Н.А. Государственная контрольная политика недропользования // Корпоративное управление и инновационное развитие экономики Севера. Вестник научно-исследовательского центра корпоративного права, управления и венчурного инвестирования Сыктывкарского государственного университета. - 2009. - № 2. - С.22.
5. Матвеев Ю.Ф., Субботин М.А. Рентный подход в недропользовании. // НИА-Природа. М., - 2003. - С116.
6. Петрова Т.В., Тихонова И.В. Концептуальные основы совершенствования элементов налога на добычу полезных ископаемых // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2007. - № 10. - С.37.
7. Яртиев А.Ф. Инвестиционное проектирование в нефтедобыче: инновации и экономическая оценка // М.:ВНИИОЭНГ. - 2011. – 216 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Луцко А.О.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Проблема сжигания нефтяного попутного газа является актуальной в нефтегазовом секторе, т.к. это приводит к экономическим, экологическим и социальным потерям и рискам, например загрязнение окружающей среды, потери не возобновляемых ресурсов.

Реальные объёмы добычи и сжигания НППГ в России очень трудно определить из-за многих причин, например, несовершенство методической базы, отсутствия приборов учета у большинства нефтяных компаний, использования вместо прямых измерений расчетных методов и т.д.

Согласно данным Федеральной службы государственной статистике (Табл. 1) с 2000 года по 2008 год на факелах в стране сжигалось от 6 до 13 млрд. м³, причем объём сжигания постепенно увеличивается по сравнению с 2008 годом.

С другой стороны, в послании В.В.Путина в Федеральному Собранию 26 апреля 2007 года было сказано, что в России ежегодно сжигается около 20 млрд.м³ нефтяного попутного газа. [2]

Таблица 1

Показатели объемов добычи и уровня использования НПП с 1970 по 2008 гг.[2]

Показатель	1970	1980	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008
Добыча НПП, млрд.м ³	16	23	40	25	29	30	32	39	42	43	48,6	51,5
Уровень использования НПП, в % от объема добычи	68	64	80	81	80	80	75	78	76	76	73	77

Основными направлениями использования НПП согласно российскому и зарубежному опыту может быть:

1. использование газа и продуктов его переработки в районах добычи на технологические нужды промыслов и для местных потребностей в энергоресурсах;
2. сбор и переработка на газоперерабатывающих заводах с получением сухого отбензиненного газа (СОГ) для поставки в ГТС и получением газохимической продукции;
3. закачка НПП в продуктивные нефтяные пласты для повышения пластового давления и нефтеотдачи;
4. поставка НПП отдаленным потребителям, например, для производства тепловой и электрической энергии, либо по трубопроводам, либо в сжиженном виде автомобильным или иным доступным транспортом.[2]

Многие компании проводят ряд мероприятий по эффективному использованию НПП, например, вводят в практику новые технологии, создают совместные проекты, а также утверждают программы, направленные на достижение 95% уровня использования НПП и др.

Следует сказать, что в ОАО «ЛУКОЙЛ», в результате ряда мероприятий (строительство на месторождениях компрессорных станций и газопроводов и др.), ежегодно повышается уровень утилизации НПП. Так, в рамках «Программы по рациональному использованию НПП» в 2012 году было инвестировано 9,7 млрд. руб.[4]

Также, в ОАО «Роснефть» в 2012 году продолжилась реализация «Целевой газовой программы», направленной на достижение 95%-ного уровня утилизации попутного нефтяного газа.

Таблица 2

Утилизация попутного нефтяного газа [3]

	2011	2012
Объем капитальных вложений на реализацию Газовой программы, млрд.руб	24	24,8
Уровень утилизации попутного нефтяного газа, %	53,4	53,5
Объем полезного использования попутного нефтяного газа, млрд.м ³	8,1	9,1

По данным таблицы, можно сказать, что в период с 2011г. – 2012г. объем инвестиций на реализацию «Газовой программы» увеличился и составил в 2012г. 24,8 млрд.руб. Уровень утилизации в целом по Компании остался прежним, что связано с наращиванием производственных мощностей Ванкорского месторождения. Объем полезного использования НПП также увеличился и составил 9,1млрд. м³.

Выводы:

В современном мире последствия сжигания НПП приводят к негативным последствиям, например, таким как ухудшение состояния окружающей среды, потеря ценного углеводородного сырья и многим другим.

Многие компании, например, такие как НК «Роснефть» и Лукойл проводят мероприятия, направленные на эффективное использование НПП. Так НК «Роснефть» утвердила «Целевую газовую программу», и объем инвестиций на ее реализацию в 2012г. составил 24,8млрд.руб., что больше, чем в 2011г. Результатом проведенных мероприятий в НК «Роснефть» уровень утилизации попутного нефтяного газа увеличился и составил в 2012г. 53,5%, а объем полезного использования составил 9,1 млрд.м³.

Также, компания ЛУКОЙЛ ежегодно повышает уровень утилизации попутного газа. В 2012 году в строительство и реконструкцию объектов утилизации НПП было инвестировано 9,7 млрд. руб.

Литература

1. Постановление Правительства РФ № 7 от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».
2. Книжников А.Ю., Кутепова Е.А. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России.- М., 2010.- 40 с.
3. Отчет в области устойчивого развития ОАО «НК «Роснефть» за 2012 год // http://www.rosneft.ru/attach/0/02/68/RN_SR_2012_WEB.pdf
4. ОАО «Лукойл»: Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории Российской Федерации в 2011-2012 гг. http://www.lukoil.ru/materials/doc/social/2013/Lukoil_OD_rus.pdf.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ДОРАЗВЕДКИ ОЛЕНЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мамедов Р.А.

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Времена открытий уникальных месторождений, такие знаменитые месторождения как Ромашкинское (республика Башкортостан) и Самотлорское (ХМАО-Югра), далеко позади. На сегодняшний день, открытие основной доли разрабатываемых месторождений приурочено к 70-м годам прошлого столетия. Месторождения находятся на четвертой стадии разработки, характеризуются большим простаивающим фондом скважин, истощением пластов и обводненностью продукции более 90%. В связи с этим, для поддержания добычи на текущем уровне, возникает необходимость приращения запасов. Выполняются мероприятия по наращиванию добычи на текущем фонде скважин, а так же производится комплекс геологоразведочных работ как на месторождениях находящихся в разработке, так и на новых лицензионных площадях.

С экономической точки зрения, проведение комплекса работ по доразведке старых месторождений наиболее выгодно. Это связано с тем, что резко сокращаются затраты на бурение и ввод новых скважин в эксплуатацию, т.к. комплекс работ производится на простаивающем эксплуатационном фонде. Рассмотрим комплекс доразведочных работ на примере Оленьего месторождения.

Оленье нефтяное месторождение открыто в 1972 году. В промышленной эксплуатации с 1979 года. В Административном положении расположено на севере Томской области, и распространяется на просторах васюганских болот. Является самым старым месторождением в данном регионе. Оленье месторождение относится к Катъльгинскому лицензионному блоку, правами, на разработку которого обладает ОАО «Томскнефть» ВНК. Месторождение многопластовое, приурочено к Оленьей и Северо-Оленьей структурам. Промышленная продуктивность отложений связывается с пластами Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁² позднеюрского возраста.

Перспективность нижнемелового осадочного комплекса на территории Оленьего месторождения привлекло внимание ещё в 80-х годах прошлого столетия. Актуальность разрабатываемой проблемы в настоящее время является наиболее острой, вследствие того, что разработка Оленьего месторождения находится на завершающей стадии, возрастает роль изучения наиболее перспективных нефтегазоносных комплексов по действующим скважинам.

Проведение комплекса доразведочных работ основано на геофизических исследования скважин на примере метода углерод-кислородного каротажа. Преимущество данного метода основано на том, что с помощью него, возможно, определить насыщения пластов по разрезу в скважине с обсаженным стволом. Данная методика применена на простаивающем фонде скважин по всей площади месторождения. Выполнено оконтуривание перспективной залежи, приуроченная к песчаному пласту Б₁₂.

Финансово-экономическая рентабельность проекта основана на оценке перспективных ресурсов по данной залежи, а также из расчета прироста добычи и расчета выручки от ее реализации (на примере скважины 639/28 Оленье).

Оценка перспективных ресурсов основана на подсчете запасов по формуле объемного метода:

$$Q_H = F \cdot h_H \cdot k_{по} \cdot k_H \cdot \theta \cdot \rho_H \quad (1)$$

где:

$$\theta = \frac{1}{b_H} \quad (2)$$

При этом плотность и газосодержание нефти, коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности, а также пересчетный коэффициент взяты по аналогии с залежами верхнеюрского нефтегазоносного комплекса (таблица 1):

Таблица 1

Подсчетные параметры

Площадь нефтеносности, F, тыс. м ²	Средне-взвешенная нефтенасыщ. толщина, h _H , м	Коэф. пористости, k _{по} , доли ед.	Коэф. нефтенасыщ., k _H , доли ед.	Пересчетный коэф., θ, доли ед.	Плотность нефти, ρ _H , кг/м ³	Газовый фактор, Г _о , м ³ /т
20 610	6,73	0,15	0,5	0,82	742,5	72,7

Таким образом, перспективные ресурсы в пределах пласта Б₁₂ на территории Оленьего месторождения составляют:

$$Q_H = 20,6 \cdot 6,7 \cdot 0,15 \cdot 0,5 \cdot 0,82 \cdot 742,5 = 6,3 \quad \text{млн.т.}$$

Согласно расчетов, расходная часть, включающая в себя проведение капитального ремонта, геофизических исследований при КРС, с учетом аренды подземного оборудования и налога на добычу полезных ископаемых, составила 18 698 790 рублей. Доходная часть, расчет которой производился путем произведений ожидаемой добычи на конец года, с учетом межремонтного периода скважины, на стоимость 1 тонны нефти, составила 30 927 850 тысяч. Экономический эффект – 9 783 250 рублей.

Таблица 2

Расчет экономической эффективности по скважине 639 куст №28

№ п/п	Показатели	е.и.	Данные	Примичание
1	Цена реализации нефти (NetBack), без НДС	т. руб.	8,62	Стоимость 1 тн нефти

продолжение таблицы 2

2	Кол-во ожидаемого	тн	3 590,00	Добыча за год, с учетом МРП
3	Затраты на добытую нефть	т.руб./тн	0,501	
4	НДПИ	т. руб./скв.	3,97	
№ п/п	Показатели	е.и.	Результат	Расчет
1.1.	Выручка	т.руб.	30 927,85	п.1*п.2
1.2.	Итого доходная часть	т.руб.	30 927,85	п.1.1.
2.1.	ОИО, РИР, ПВЛГ	т.руб.	732,58	Стоимость 1 бригадо-часа ООО "ПРС" * количество часов работы бригады ((5467*132,2)/1000)
2.2.	Стоимость комплексного обслуживания УЭЦН, "Новомет"	т.руб.	788,72	
2.3.	Стоимость временного владения УЭЦН, "Новомет"	т.руб.	464,55	Стоимость аренды ЭЦН, ПЭД, Г/З, Г/С, КЛ, СУ, Шлейф, ТМПН, доп. оборуд.
2.4.	ПГИ, ГМ, МЛМ, УКК.	т.руб.	680,00	
2.5.	Перфорация	т.руб.	510,00	1м (20 отв.) 85 т.руб.
2.6.	Условно-переменные затраты на добытую нефть	т.руб.	1 798,59	
2.7.	НДПИ	т.руб.	14 234,35	
2.8.	Итого расходная часть	т.руб.	18 698,79	
3.	Итого экономический эффект	т.руб.	12 229,06	
4.	Налог на прибыль	т.руб.	2 445,81	налог на прибыль 20%
5.	Доход от внедрения	т.руб.	9 783,25	

* при расчете экономической эффективности по скважине №639 куста 28 был принят условный дебит – 10^т/сут.

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОГРАММЫ КРС НА СКВАЖИНАХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Мамедов Р.А.

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Заводнение нефтяных пластов – метод, преобладающий среди способов нагнетания рабочих агентов в продуктивные пласты, - обеспечил высокий текущий уровень дебитов и высокий процент отбора запасов, как на российских, так и на зарубежных нефтяных месторождениях. Популярность метода объясняется:

- 1) общедоступностью воды;
- 2) относительной простотой осуществления процесса нагнетания вследствие наличия гидравлического напора столба жидкости в скважине;
- 3) способностью воды распространяться по нефтенасыщенным пластам;
- 4) высокой нефтеотдачей при вытеснении нефти.

Данный анализ основан на применении методики оценки прироста по добывающим скважинам в окружении. Экономическая рентабельность проекта основана на подсчете прибыли при реализации дополнительно добытой нефти, полученной от реализации программы КРС ППД на примере ОАО «Томскнефть» ВНК за 2013 год.

Предлагаемая методика оценки эффекта от выполнения мероприятий на фонде поддержания пластового давления состоит из 4-х основных этапов. На первом этапе необходимо определить время, спустя которое, планируемая к запуску под нагнетание скважина начнет оказывать минимальное влияние на окружение.

$$r = \sqrt{\frac{4 \cdot k \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot c}} \quad (1)$$

Данное время определяется с помощью формулы «Радиус Писмана» (1), характеризующая радиус влияния скважины по происшествию определенного периода времени. Преобразовав, выразив время, выводим формулу для оценки времени (2).

$$t = \frac{\phi \cdot \mu \cdot c \cdot r^2}{4 \cdot k} \quad (2)$$

где: ϕ - пористость
 μ - вязкость

c - сжимаемость
r - радиус

k - проницаемость

На следующем этапе производится оценка давления, на которое возрастет пластовое под влиянием скважины ППД на окружение. Расчет основан на принципе «суперпозиций» (3). Данный принцип описывает метод нахождения общего решения изменения пластового давления при совместной работе (интерференции) нескольких скважин путем наложения решений изменения давления для каждой скважины. При этом считается, что каждая взаимодействующая скважина работает независимо от других.

$$P_i - P_{wf} = -\frac{W \cdot \mu \cdot \beta_0}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot E_i \left(-\frac{\phi \cdot \mu \cdot c \cdot r^2}{4 \cdot k \cdot t} \right) \quad (3)$$

где:

W – приемистость скважины ППД

μ - вязкость

β – объемный коэффициент

k - проницаемость

h - мощность

c - сжимаемость

r – радиус

Таблица 1

Сводная таблица итогов расчета

Месторождение	Прирост		С оценкой приоритета	
	тн/сут	м ³ /сут	тн/год	м ³ /год
Вахское, Кошильское	33,9	126,6	11 417,7	43 180,7
Герасимовское	2,0	8,0	711,9	2 901,8
Двуреченское, Западно-Моисеевское	15,5	92,2	5 666,1	33 653,7
Западно-Останинское	10,1	17,7	3 679,6	6 456,1
Игольское	31,7	53,9	11 579,6	19 677,9
Карасевское	6,7	8,3	2 461,4	3 035,3
Катальгинское	5,6	45,7	2 058,8	16 682,0
Колотушное	17,9	27,4	6 534,8	10 003,9
Крапивинское	141,9	245,5	51 786,6	89 607,5
Ломовое	3,1	17,5	1 147,7	6 390,8
Лугинецкое	9,0	44,6	3 302,9	16 269,1
Олень, Северо-Олень	10,0	17,4	3 655,0	6 356,5
Первомайское	10,6	26,0	3 880,4	9 475,0
Советское	1,4	16,4	519,1	5 974,0
Итого:	299,6	108 401,6	269 664,3	

На третьем этапе производится оценка эффекта от плановых мероприятий на скважинах ППД путем произведения рассчитанной дополнительной депрессии на коэффициент продуктивности эксплуатационных скважин в окружении. Коэффициент продуктивности скважины в зависимости от условий рассчитывается следующим образом:

- при $R_{пл} > R_{нас}$ расчет производится на основании закона Дарси (4):

$$k_{пр} = \frac{kh}{18,41\mu_0\beta_0 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right]} \quad (4)$$

- при $R_{заб} > R_{нас}$ расчет производится на основании закона Дарси с поправкой Вогеля (5):

$$k_{пр} = \frac{kh}{P_1 - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (5)$$

Заключительный этап включает в себя анализ полученных результатов на основании которых производится корректировка программы КРС на фонде скважин поддержания пластового давления.

На основании предложенной методики, произведен расчет эффекта от выполнения программы КРС на скважинах ППД по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2013 год. При подведении итогов расчета, выполнена переоценка приоритета выполнения КРС на скважинах, представленных в данной программе. В таблице 1 отражены результаты вычислений в виде суточного прироста и пророста на конец 2013 года с переоценкой приоритета выполнения и без нее. В результате, дополнительная добыча от внедрения проекта составит 15 268,3 тн в год.

При расчете экономического эффекта оценена доходная и расходная часть (таблица 2). Доходная включает в себя выручку от реализации нефти, расходная, стоимость КРС всех скважин ППД, с учетом межремонтного периода. Включены расходы ГИС при КРС и проведения плановых промыслово-геофизических исследований. Учтены затраты на добычу 1 тонны нефти и налог на добычу полезных ископаемых. Итого, экономический эффект от внедрения проекта составит 60 769 820 рублей.

Таблица 2

Экономический эффект

Исходные данные				
№ п/п	Показатели	ед. изм.	Данные	Примечание
1	Цена реализации нефти (NetBack), без НДС	тыс. руб./т.	8,58	Стоимость 1 тн нефти
2	Ожидаемая дополнительная добыча в результате внедрения мероприятия	тн	108 401,62	Дополнительная добыча в год от внедрения мероприятия
3	Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	тыс. руб./т	4,04	
4	Капитальный ремонт скважины (КРС)	тыс. руб./скв	685,80	Стоимость 1 ремонта КРС на нагнетательной скважине
5	Перфорация при КРС	тыс. руб./опер.	222,23	Стоимость 1 перфорации при КРС на нагнетательной скважине
6	Промыслово-геофизические исследования при КРС	тыс. руб./опер.	15	Стоимость 1 ПГИ при КРС на нагнетательной скважине
7	Переменные на нефть	тыс. руб./т.	0,56	Переменные затраты на добычу нефти
1. Доходная часть, с оценкой приоритета выполнения КРС на ППД				
№ п/п	Показатели	ед. изм.	Результат	Расчет
1.1.	Выручка	т.руб.	929 977,50	п.1*п.2

продолжение таблицы 2

1.2.	Итого доходы	т.руб.	929 977,50	
2. Расходная часть				
№ п/п	Показатели	ед. изм.	Результат	Расчет
2.1.	КРС	т.руб.	50 749,20	Стоимость 1 КРС*на количество скважин
2.2.	Перфорация	т.руб.	16 444,93	Стоимость 1 скв./опер*количество скважин
2.3.	ПГИ	т.руб.	1 110,00	Стоимость 1 ПГИ*количество скважин
2.4.	Переменные на нефть	т.руб.	52 050,33	Переменные на нефть*доп. добычу
2.5.	НДПИ	т.руб.	376 258,46	Доп. добыча*ставку НДПИ
2.6.	Итого расходы	т.руб.	496 612,92	

3. Экономический эффект				
3.1.	Экономический эффект	т.руб.	433 364,58	
3.3.	ИТОГО:	т.руб.	433 364,58	

Согласно расчетов, расходная часть, включающая в себя проведение капитального ремонта, геофизических исследований при КРС, с учетом аренды подземного оборудования и налога на добычу полезных ископаемых, составила 496 612 920 рублей. Доходная часть, расчет которой производился путем произведения ожидаемой добычи на конец года, с учетом межремонтного периода скважины, на стоимость 1 тонны нефти, составила 929 977 500 рублей. Экономический эффект – 433 364 580 рублей.

ОСОБЕННОСТИ ФИНАНСОВЫХ ОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ОАО «РОСНЕФТЬ» И КИТАЙСКОЙ КОМПАНИЕЙ «СНПС»

Ю.А. Никонов

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Азиатско-Тихоокеанская экспортная ориентация нефтегазовых компаний и недостаточность инвестиционных ресурсов требует формирования определенных финансовых взаимоотношений с компаниями этого региона. В работе рассматривается финансовый аспект взаимоотношений ОАО «Роснефть» и китайской «СНПС».

Уже с 1993 г. ОАО «Роснефть», с момента преобразования предприятия «Роснефтегаз», и 69,5% акций которой находится в федеральной собственности, использует имеющийся административный ресурс, ведет агрессивную финансовую политику, что позволяет наращивать мощность на Российском и Мировых нефтегазовых рынках.

Стратегия увеличения доли на мировом рынке черного золота основана на финансовом механизме кредитования под будущие поставки. Так в 2004 году компания «Роснефть» одолжила \$6 млрд у Китайского банка развития в счет будущих поставок нефти, для приобретения основного добывающего подразделения ЮКОСа «Юганскнефтегаз». В 2009-м для рефинансирования покупки активов ОАО «ЮКОС» компания «Роснефть» взяла у Китайского банка развития \$15 млрд, обязавшись 20 лет поставлять по 15 млн т нефти ежегодно. В 2013 году «Роснефть» произвела консолидацию с компанией «ТНК-ВР». В июне компания «Роснефть» совершила сделку с Китайской компанией «СНПС» на более \$65 млрд в счет поставок следующие 25 лет, до 360 миллионов тонн нефти.

В IV квартале 2013 был подписан меморандум между «Роснефтью» и китайскими партнерами «Синорес» и «СНПС». Подписала меморандум в отношении заключения экспортного контракта в объеме до 100 млн тонн в течении 10 лет на условиях предоплаты с «Синорес». Основные принципы в отношении графика запуска Тынцзинского НПЗ и поставок нефти на следующий год с возможностью частичного замещения нефти нефтепродуктам, были согласованы с «СНПС».

Другим важным моментом финансовых взаимоотношений является формирование цены на поставляемую нефть. Формула цены, которая прописана в действующем с 2009 года договоре «Роснефти» с китайской СНПС, основана на котировках нефти в порту Козьмино, которые выставляют независимые ценовые агентства Platts и Argus³. На китайскую сторону ложатся затраты по транспортировке нефти (2000 км) по магистральному нефтепроводу «Восточная Сибирь-Тихий океан» (от Сковородино до Козьмино на Тихом океане).

Данная схема является взаимовыгодной. Китай получает больше нефти от сделки с «Роснефтью». Китайские банки, кредитуяющие покупки «Роснефти» зарабатывают на кредитной марже.

Рассмотрим как отражаются на котировках акций компании ОАО «Роснефть» финансовые взаимоотношения с китайскими компаниями.

Как видно на Рис.1 акции «Роснефти» упали более чем на 75% с началом кризиса в середине 2008 года. После рефинансирования активов компании «ЮКОС» в 2009 году с помощью Китайского банка развития, акции «Роснефти» подорожали более чем в 2 раза. С начала регистрации компании на ММВБ акции «Роснефти» увеличились на 21%, в сравнении с ближайшими конкурентами «Лукойл» подешевел на 7,5%, а «Сургутнефтегаз» подешевел на 26%.

³ Platts – независимое информационное агентство в США. Является крупнейшим в мире источником информации об энергетической промышленности.

Argus – деятельность компании заключается в публикации обзоров с ценами и комментариями участников рынка, изданий, в которых анализируется отраслевые тенденции и рыночная конъюнктура.

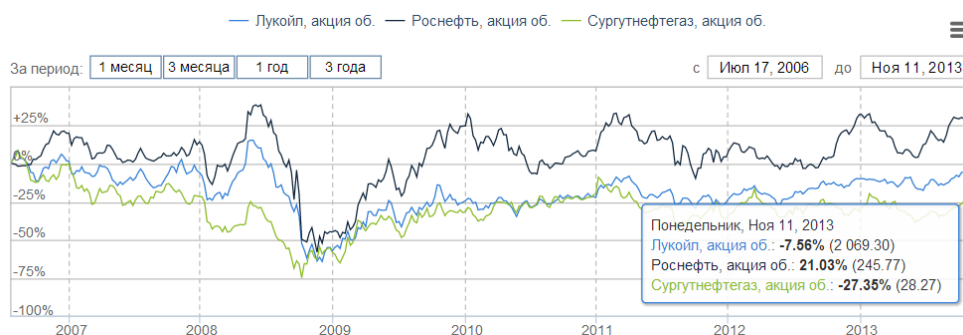


Рис.1 Динамика котировок акций: Роснефть, Лукойл и Сургутнефтегаз

Вышеописанная стратегия финансового сотрудничества с китайской стороной является весьма чувствительной к котировкам цены на нефть. Порог финансовой прочности для компании составляет 80 долларов за баррель. При текущих капитальных вложениях, долговой и налоговой нагрузке компания сможет зарабатывать прибыль и обслуживать свои долги.

Отметим, что распределение «Роснефтью» китайского аванса не на погашение долгов, а на расширение своих активов за счет приобретения ОАО «Башнефть» и принадлежащих ей месторождений им. Требса и Титова (около 140 млн т) может привести к негативным последствиям. Набрав долгов под залог выручки, «Роснефть» не только минимизирует будущий налог на прибыль, но и подталкивает правительство к избирательному снижению налогов, что влечет к потере доходов бюджетной системы.

Усилиями «Роснефти» нефтегазовые компании получили налоговые льготы по НДС до 2022 года при запуске новых проектов в Восточной Сибири. Компания «Роснефть» за время действия льгот сэкономила более \$2,2 млрд. Налоговый режим действует и для шельфа, разработкой которого «Роснефть» совместно с иностранными партнерами начала геологоразведочные работы и экологические исследования на российском шельфе Баренцева моря.

«Роснефть» стала крупнейшей в мире публичной нефтегазовой компанией по объемам добычи и запасам углеводородов. В результате «ВР» получила 16,65 млрд долларов и 12,84% акций «Роснефти». После чего «ВР» дополнительно приобрела 5,66% акций «Роснефти» у «Роснефтегаза». В результате сделки британская компания стала вторым по величине акционером российской компании с долей в 18,5%. В тоже время для полного завершения интеграции ТНК-ВР необходимо решить массу организационно-экономических вопросов. Исходя из этого, стремление «Роснефти» к монополизации российского нефтяного рынка влечет за собой потерю контроля над уровнем долга поглощаемых компаний, что значительно снижает финансовую устойчивость и увеличение долговой зависимости. «Роснефть» может оказаться не в состоянии погашать свои обязательства, и в свою очередь будет снижаться рыночная цена акций, тем самым кредиторы могут стать крупными акционерами «Роснефти», так как обеспечением кредита являются акции. Возможно, что в данной ситуации целесообразнее сначала завершить интеграцию с «ТНК-ВР» и рассчитаться с китайскими партнерами, прежде чем начинать новые сделки.

Литература

1. Дзядко Т., Дербилова И., Кезик И., Воронова Т. Новая цель «Роснефти» // «Роснефти» нацелилась на «Башнефть» Вестник № 110 (3372) . – 2013. [электронный ресурс] – режим доступа: http://www.vedomosti.ru/companies/news/13467601/novaya_cel_rosnefti свободный
2. История компании «Роснефть» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/about/history/> (дата обращения: 23.12.13)
3. Сравнение акций российских компаний. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://stocks.investfunds.ru/compare/?stock_ex=1&sl%5B%5D=7&sl%5B%5D=320&sl%5B%5D=281&mode=2&br (дата обращения: 23.12.13)
4. «Роснефть» и ВР завершили сделку по продаже доли в ТНК- ВР [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/news/Finacial/21032013.html> (дата обращения: 23.12.13)

ОПТИМАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ СТРАХОВАНИЯ СКВАЖИН

А.О. Огарков

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

С точки зрения учета рисков любые инвестиционные проекты, связанные с созданием и развитием газодобывающих предприятий, имеют отличительные особенности. Это, прежде всего, значительные капитальные вложения, большие сроки их окупаемости, зависимость технико-технологических параметров

разработки от природных факторов, рост эксплуатационных затрат в процессе разработки, значительные сроки реализации проектов.

В связи с этим, большое значение имеют исследования, направленные на выявление важнейших рисков, учет которых в системе планирования позволит обеспечить максимальное соответствие фактических показателей их плановым значениям в интересах добывающих предприятий. На современном этапе развитие методического аппарата учета и оценки рисков привело к созданию эффективных методик, включаемых многими организациями в систему стандартов предприятия. Таким образом, риск-менеджмент активно развивающаяся область управленческой деятельности, отличающаяся применяемыми методами, целями и проблемами.

Одним из наиболее актуальных вопросов в процессе управления рисками остается выбор оптимального метода воздействия на риск. Исследования в этом направлении нацелены в основном на обоснование системы показателей для оценки результатов использования различных методов.

Страхование является одним из наиболее востребованных методов управления рисками. Еще 5-7 лет назад страхование скважин рассматривалось компаниями-операторами в лучшем случае как избыточный, неоправданный, а часто, как совершенно незнакомый метод управления производственными рисками.

Сегодня все большее количество нефтегазодобывающих компаний ведет работы по страхованию активной части основных фондов. В связи с этим, актуальным представляется рассмотрение процесса выбора наилучшего способа страхования.

Объектом исследования в статье являются риски эксплуатации скважин. Информационной базой для иллюстрации возможностей применения алгоритма стали материалы производственной деятельности нефтегазодобывающего филиала общества с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Ямбург».

Процедуры идентификации, анализа и оценки рисков предприятия базируются на стандартах, разработанных ОАО «Газпром». Анализ стандартов по управлению рисками показал качество применяемой методической базы анализа и оценки рисков. Однако, процессы разработки мероприятий и выбора оптимального способа воздействия на риск недостаточно проработаны.

Безусловно, на выбор варианта страхования влияет большое количество различных факторов:

- наличие действующих договоров страхования, покрывающих риски эксплуатации скважин
- политика компании в части управления рисками (например, наличие кептивной страховой компании);
- наличие свободных денежных средств для целей страхования;
- величина и состояние фонда скважин;

К страхованию не принимаются скважины период, эксплуатации которых превышает установленный срок полезного использования.

- особенности пространственного размещения объектов добычи;
- физико-химический состав добываемой продукции;
- и т.д.

Учет всей совокупности факторов при принятии решения о вариантах страхования представляется достаточно сложной задачей, в связи с этим, целью данной работы является формирование алгоритма первичного выбора оптимального способа страхования скважин.

Ниже в таблице 1 представлен алгоритм, описывающий процесс выбора способа страхования скважин.

Таблица 1

Алгоритм первичного выбора оптимального способа страхования скважин

Анализ рисков аварий при эксплуатации скважин	Оценка рисков и выявление наиболее значимых	Разработка и оценка мероприятий по страхованию рисков
Сбор информации по опасным факторам в процессе эксплуатации скважин. Определение возможных видов аварий. Определение видов ущерба в результате реализации риска аварии. Исключение рисков, покрываемых договорами обязательного страхования.	Оценка вероятностей наступления аварий. Определение меры риска по видам аварий. Оценка ожидаемого ущерба и выявление значимых рисков.	Формирование вариантов страхования. Разработка набора показателей для оценки вариантов страхования. Расчет показателей по каждому варианту. Использование бальной шкалы для обобщенной оценки вариантов Выбор варианта страхования скважин.

Первый этап предложенного алгоритма предполагает рассмотрение рисков эксплуатации скважин по видам аварий и ущерба.

Аварией на опасном производственном объекте признается разрушение сооружения и (или) технического устройства, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс, сброс, разлив опасных веществ.

Выделяют следующие виды аварий на скважине:

- Аварии с повреждением подземного оборудования;
- Аварии с фонтанированием;
- Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования аварийной скважины;
- Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования соседних с аварийной скважин.

Причинами аварий при эксплуатации скважин могут являться:

- разрушение обсадной колонны;
- дефекты металла колонн скважины, трубной обвязки устья, фонтанной арматуры, развитие которых приводит к разгерметизации оборудования;
- нарушения технологии изготовления деталей;
- коррозия металла колонн скважины, трубной обвязки устья, фонтанной арматуры, ведущая к их разгерметизации;

- абразивный износ оборудования под действием частиц породы, выносимых из скважины с потоком газа, с разгерметизацией оборудования.

Возможные виды ущерба при аварии на скважине:

1. Ущерб имущественным интересам предприятия: ущерб и потери основных фондов, сырья, материалов, продукции и т.д.
2. Ущерб жизни и здоровью персонала предприятия.
3. Ущерб третьим лицам: имуществу, жизни и здоровью, экологический ущерб.

В соответствии со стандартом ОАО "Газпром" полный ущерб аварии на опасном производственном объекте рассчитывается как сумма социально-экономического ущерба вследствие гибели и травматизма людей, прямого ущерба производству, ущерба, связанного с уничтожением и повреждением имущества других (третьих) лиц (населения, сторонних организаций и т.п.), затрат на локализацию аварии, ликвидацию ее последствий и расследование аварии и экологического ущерба (ущерб объектам окружающей природной среды).

В соответствии со ст. 15 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана страховать ответственность за причинение вреда жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и окружающей среде в случае аварии на опасном производственном объекте. Объектом страхования являются имущественные интересы, связанные с обязанностью страхователя возместить вред третьим лицам (выгодоприобретателям) в результате аварии или инцидента, произошедших на эксплуатируемом страхователем опасном производственном объекте.

Таким образом, риски причинения ущерба третьим лицам следует исключить из дальнейшего рассмотрения. Непокрытыми обязательными видами страхования риски при эксплуатации скважины являются:

- гибель и травматизм персонала предприятия;
- ущерб или потеря основных фондов, сырья, материалов.

Второй этап включает определение вероятности наступления аварий, меру риска, ожидаемый ущерб и выделение наиболее значимых рисков. Наиболее значимые риски - это риски, имеющие наибольший ожидаемый ущерб.

При выполнении количественного анализа риска применительно к скважинам в качестве ожидаемых частот аварий рекомендуется использовать результаты анализа статистических данных, приведенных в таблице 2.

Таблица 2

Рекомендуемые к использованию частоты возникновения аварий на эксплуатационных скважинах

Вид аварии	Частота, 1/скв
Аварии	$1,2 \cdot 10^{-3}$
Аварии с фонтанированием	$0,8 \cdot 10^{-3}$
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования аварийной скважины	$4,0 \cdot 10^{-6}$
Аварии с длительным фонтанирование и разрушением надземного оборудования соседних с аварийной скважин	$3,7 \cdot 10^{-6}$

Так как экологический риск учитывается в обязательном страховании ответственности, то необходимо пересчитать ожидаемый ущерб. Результаты расчета вероятностей и мер риска без учета экологического риска при эксплуатации скважины представлены в таблице 3.

По результатам расчета можно сделать вывод, что вероятность риска осталась неизменной и составила 0,92%, мера риска, в связи с исключением экологического ущерба и ущерба перед третьими лицами, снизилась. Общий ожидаемый ущерб составит 0,168 млн. руб.

Таблица 3

Определение вероятностей и мер риска без учета экологического ущерба по видам аварий

Вид аварии	Вероятность, %	Мера риска, млн. руб.	Ожидаемый ущерб, млн. руб.
Аварии	0,1200	13,600	0,0163
Аварии с фонтанированием	0,8000	18,8719	0,1510
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением наземного оборудования аварийной скважины	0,0004	26,8719	0,0001
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением наземного оборудования соседних с аварийной скважин	0,0004	34,8719	0,0001
Итого	0,9208		0,1675

Третий этап предлагаемого алгоритма включает разработку и оценку мероприятий по страхованию рисков.

Наиболее востребованным методом управления рисками в нефтегазодобыче является их страхование, в рамках которого можно предложить следующие мероприятия:

- формирование резервов самострахования;
- страхование всех рисков;
- страхование части рисков

Объектом страхования в таком случае будут являться скважина, наземное и подземное оборудование, возможная недополученная добыча в связи с остановкой скважины и ущерб причиненный персоналу предприятия. Страховым случаем - аварии при эксплуатации скважин с повреждением наземного и подземного оборудования.

Расчет ставок-брутто для страхования всех рисков приведен в таблице 4.

Таблица 4

Расчет тарифной ставки

Вид аварии	Вероятность, %	Нагрузка, %	Ставка-брутто, %
Аварии	0,1200	0,0514	0,1714
Аварии с фонтанированием	0,8000	0,3429	1,1429
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением наземного оборудования аварийной скважины	0,0004	0,0002	0,0006
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением наземного оборудования соседних с аварийной скважин	0,0004	0,0002	0,0005
Итого	0,9208	0,3946	1,3154

Ставка-брутто для всех видов аварий составляет 1,32%. Для страхования всех рисков общая сумма страхования составит 34,8719 млн. руб., страховая премия в расчете на 1 скважину - 0,4587 млн. руб. Далее проведем расчет страховых премий при страховании части рисков (таблица 5).

Таблица 5

Расчет страховой премии при страховании части риска

Вид аварии	Ожидаемый ущерб, млн. руб.	Страховая премия, млн. руб/скв.	Страховая премия, млн. руб/фонд скв.
Аварии	0,0163	0,0233	46,6286
Аварии с фонтанированием	0,1510	0,2157	431,3580
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением наземного оборудования аварийной скважины	0,0001	0,0002	0,3071
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением наземного оборудования соседних с аварийной скважин	0,0001	0,0002	0,3686

Основываясь на результатах расчета, приведенных в таблице 5, можно сделать вывод, что целесообразно страховать риски с наибольшим ожидаемым ущербом, т.е. аварии с фонтанированием.

В таблице 6 приведены результаты расчета резервов предприятия для целей самострахования.

Из таблицы 6 видно, что предприятию для самостоятельного покрытия всех рисков необходимо 335,064 млн. руб.

Для оценки предлагаемых вариантов страхования необходимо выделить критерии выбора: виды рисков, размер покрытого риска, средства предприятия, используемые для страхования, отношение затрачиваемых предприятием средств к покрытому риску.

В таблице 7 приведены значения критериев выбора по вариантам страхования.

Таблица 6

Расчет суммы резервов для самострахования

Вид аварии	Вероятность, %	Мера риска, млн. руб	Ожидаемый ущерб, млн. руб
Аварии	0,1200	13,600	0,0163
Аварии с фонтанированием	0,8000	18,8719	0,1510
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования аварийной скважины	0,0004	26,8719	0,0001
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования соседних с аварийной скважин	0,0004	34,8719	0,0001
Итого	0,9208		0,1675

Таблица 7

Оценка вариантов страхования

Варианты страхования	Критерии			
	Виды покрываемых рисков	Покрытый риск, млн. руб./скв	Затраты предприятия, млн. руб./скв	Отношение затрачиваемых средств к покрытому риску, д.ед.
Самострахование	Все риски	0,168	0,168	1,000
Страхование всех рисков	Все риски	34,872	0,459	0,013
Страхование части рисков	Аварии с фонтанированием	18,872	0,216	0,011

Поскольку критериев оценки несколько, и они различны по своему содержанию целесообразно использовать балльную оценку. Лучшему значению критерия присваивается бал 1, худшему – 3.

В таблице 8 показаны результаты балльной оценки вариантов страхования.

Таблица 8

Балльная оценка критериев

Варианты страхования	Виды покрываемых рисков	Покрытый риск, млн. руб./скв	Затраты предприятия, млн. руб./скв	Отношение затрачиваемых средств к покрытому риску, д.ед.	Сумма баллов
Самострахование	1	3	1	3	8
Страхование всех рисков	1	1	3	2	7
Страхование части рисков	3	2	2	1	8

По результатам балльной оценки можно сделать вывод, что предприятию целесообразно проводить страхование всех рисков при наличии достаточных средств у компании.

Выводы: Основываясь на полученных результатах применения предлагаемого алгоритма, возможно формирование обоснованного комплекса мероприятий по страхованию скважин нефтегазодобывающего предприятия.

Приведенные результаты, безусловно, требуют дальнейшей проработки и дополнительного обоснования в части:

- анализа фонда скважин и выделения групп скважин по цели использования, стоимости установленного оборудования, дебиту и рискам для экономического обоснования мероприятий;
- учета финансовых ресурсов компании для целей управления рисками.

Литература

1. СТО Газпром добыча Ямбург // «Идентификация опасных факторов, оценка и установление мер управления рисками» // Современные информационные услуги. Служба НТИ. СТО Газпром (стандарты ОАО «Газпром»).
2. СТО Газпром // «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром» // Современные информационные услуги. Служба НТИ. СТО Газпром (стандарты ОАО «Газпром»).
3. Хохлов Н.В. Управление риском // М.: Юнити-дана, 2007.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ РОССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**Т.Ю. Панина***Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия*

Индивидуальность россыпных месторождений и непрерывное изменение условий эксплуатации определяют специфику их комплексной технологико-экономической оценки.

Особенности каждого конкретного месторождения обуславливаются разнообразием и значительной вариацией: природных условий (географо-климатических, горно-геологических), технологических факторов (способов вскрытия, систем разработки, схем и режима горных работ, способов отвалообразования), технических и организационно-экономических условий (наличия и единичной мощности выемочно-погрузочного и обогатительного оборудования, структуры предприятий и режима работы во времени, системы оплаты труда).

Необходимость комплексной оценки как действующих, так и резервных россыпных месторождений связана с рядом причин.

При определении стартовых цен месторождений на аукционах. Существующая в настоящее время методика предполагает определение стартовой цены исходя из запасов золота конкретного месторождения и сложившихся цен на него. Факторы, усложняющие отработку месторождений, учитываются косвенно, понижающие (повышающие) поправочные коэффициенты стартовой цены носят субъективный характер. При этом не учитываются десятки факторов, усложняющие отработку месторождений (такие как валунистость россыпи, категория пород, пораженность многолетней мерзлотой, содержание золота, удаленность от пристанционной базы, наличие и категория дорог и множество других факторов). Стартовая цена должна корректироваться в большую или меньшую сторону в зависимости от комплексной оценки всего ряда факторов влияющих на экономические показатели отработки месторождения.

Фиксированная внутриотраслевая горная рента в виде налога на добычу также не отражает условий эксплуатации месторождений. В то же время Государственной Думой внесен законопроект [3] о введении дифференцированного налога на добычу. Комплексная оценка облегчит процедуру определения размеров этого вида платежа в пределах его предполагаемого диапазона.

При определении налоговых льгот, в частности налога на землю и других налогов было бы целесообразно использовать результаты комплексной оценки для дифференциации последних.

Определить эффективность работы предприятия с точки зрения его места в ряду предприятий отрасли, или внутри отрасли и с народнохозяйственных позиций можно на основе сравнения с результатами деятельности других предприятий и в первую очередь с накопленным передовым опытом.

При определении инвестиционной привлекательности месторождений, при поиске потенциального кредитора, комплексная оценка позволит раскрыть все отрицательные и положительные факторы освоения того или иного месторождения.

При рабочем проектировании отработки месторождений широко используются технико-экономические показатели предприятий-аналогов. При этом аналоги определяются проектировщиком исходя из его опыта, т.е. носят субъективный характер. Разработанный комплекс приемов позволяет из созданной информационной базы объективно выделять ближайшие к проектируемому объекту аналоги и в дальнейшем использовать экономические показатели.

Объективная оценка работы предприятия требует разделения факторов на зависящие и независящие от него. Кроме того, факторы следует систематизировать и группировать по однородным признакам. Такая группировка способствует принятию правильных мер по усилению выявления положительных факторов и ограничению или исключению влияния отрицательных.

Для большинства предприятий дать качественную (и тем более количественную) оценку с очевидной определенностью не представляется возможным.

Решение задачи начато со сбора информации и последующего упорядочения и объединения предприятий в однородные группы, чтобы представить первичные сведения в сжатом виде с незначительной потерей информации. Чтобы упростить сравнение по всей имеющейся информации и рекомендуются методы кластерного анализа. Они предполагают, прежде всего, объединить сравниваемые предприятия в относительно однородные группы через отображение объектов в h – мерном пространстве. Здесь h – количество характеристик предприятий, их в нашем случае 22, характеризующих условия эксплуатации, технические возможности и экономические результаты.

Важно отметить, что принадлежность некоторых показателей к той или иной группе не является бесспорной. Возможны и другие сочетания. Основные же исследования были направлены, прежде всего, на то, чтобы показать целесообразность экономико-математического аппарата, предлагаемого для комплексной оценки.

Показатели, характеризующие условия эксплуатации: расстояние до ближайшей железнодорожной станции, категория дороги от месторождения до железнодорожной станции, объем полезного ископаемого, объем вскрыши, средняя мощность торфов, длина россыпи, ширина россыпи, коэффициент вскрыши, средняя мощность пласта песков, запасы золота, содержание, поражение многолетней мерзлотой. Важнейшим из факторов, характеризующих условия является цена на полезное ископаемое. Поэтому рекомендуется исключить ее из исследований, т.к. влияние цены на экономические результаты будет подавляющим.

Показатели, характеризующие потенциальные возможности предприятия: производительность участка по добыче и промывке песков в сезон и вскрыше торфов, удельные капитальные вложения, оборотные средства, коэффициенты износа, использования, резерва.

Показатели, характеризующие результаты: себестоимость одного грамма золота, чистый дисконтированный доход, годовая прибыль.

Направленность в комплексной оценке во многом определяется выбранным базисом сопоставления. Наиболее часто показатели предприятий сравнивают со среднеотраслевым или внутриотраслевым уровнем.

Комплексная оценка обычно выполняется в следующей последовательности:

- выбор предприятий и объектов сравнений;
- определение степени сопоставимости объектов и круга сравниваемых показателей;
- сбор и обработка информации об объектах, приведение показателей в сопоставимый вид;
- сравнение и анализ показателей, оценка достигнутых результатов, выявление причин расхождений по ним и факторов, определивших величину показателей;
- обобщение результатов оценки, выводы и предложения по повышению эффективности производства.

Назначение исследований представляет собой, прежде всего следующее:

1. сопоставление достигнутых результатов хозяйственной деятельности с результатами работы других предприятий или объединений;
2. изучение причин различий технико-экономических показателей работы предприятий;
3. выявление резервов дальнейшего повышения эффективности производства.

В связи с тем, что классификация предприятий осуществлялась с использованием евклидовой метрики [1] (инвариантной к вращению осей координат, но не инвариантной к масштабированию координат) производилось кодирование исходных данных. Использование всех групп факторов для математической обработки в натуральных единицах измерения не возможно из-за различия единиц измерения, значительного размаха вариации. Например, удаленность от пристанционной базы измеряется в км, запасы полезного ископаемого в тыс. т., производственная мощность предприятия в тыс.м³/год, то есть показатели являются несопоставимыми.

Это обуславливает необходимость приведения всех параметров в сопоставимый вид, для этого целесообразно использовать систему индексирования исходных данных. Здесь необходимо соблюдать следующие принципы:

1. Индексы должны соответствовать интервалам статистической группировки, проведенной для показателей в натуральных единицах измерения. Только в этом случае индексы будут отражать истинные характеристики предприятия, а также использоваться для последующего расчета функциональных зависимостей;

2. Необходимость соблюдения направленности индексов предполагает проводить кодирование таким образом, чтобы оно отражало качественную характеристику исследуемого параметра.

Принцип, положенный в его основу предполагает присвоение кода 1 предприятиям, находящимся в более лучших условиях, с ухудшением условий присваивается код 2, 3, 4, 5 и т.д.

Например, величина запасов золота изменяется от 0 до 1400 тыс.м³, предварительно производится группировка предприятий с разбиением диапазона на группы, с использованием формулы Стержесса, данные расчетов сведены в таблицу.

Таблица

Кодирование показателя «Запасы золота»

Наименование показателя	Запасы золота, тыс.м ³		Присваиваемый индекс (код)
	«от»	«до»	
Запасы золота (З _{Ан})	До 300		5
	300	600	4
	600	900	3
	900	1200	2
	1200 и более		1

После проведения многомерных группировок, проводится линейное упорядочивание точек на биссектрису многомерного угла. Таким образом, получаем обобщающую характеристику по условиям эксплуатации (Ry_i) каждого отдельного предприятия, его техническим возможностям (Re_i) и экономическим результатам ($R\epsilon_i$).

Классификация предприятий выполнялась на основе парагруппового критерия группирования. Результаты группирования изображались в виде иерархической дендрограммы [2] расстояний между объектами.

Для проведения ранжирования определяются средние для каждого класса значения рассматриваемых характеристик. Эти значения представляют собой координаты центров тяжести классов. Каждый центр проецируется на ось ранжирования. Значение координаты проекции центра служит основанием для ранжирования предприятий.

Предложенные критерии являются основой для комплексной оценки месторождений, а также для получения приемами линейной регрессии, простой регламентирующей функции $F = f(Ry_i; Re_i)$, которая выражает усредненное соотношение между условиями эксплуатации месторождений, возможностями предприятий и конечными технико-экономическими показателями.

Расчетное отклонение $\Delta_i = F - Rp_i$ между фактическим значением и теоретической оценкой результатов поможет показать степень эффективности работы действующего предприятия в зависимости от горно-геологических и технико-экономических особенностей, а также установить степень их влияния на результаты работы и принять решения по их воздействию на конечные результаты деятельности предприятия через факторные признаки. Расчетное отклонение позволяет оценить степень инвестиционной привлекательности месторождения и определить целесообразность кредитования.

Выполненные исследования дали новое решение актуальной научной задаче по комплексной технолого-экономической оценке месторождений россыпного золота.

Литература

1. Гусаров В.М. Статистика: учебное пособие для вузов. – М.: Юнити-Дана, 2003. – 463 с.
2. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика для инженеров и научных работников. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2006. – 816 с.
3. Федеральный закон от 29 мая 2002 года № 57-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую налогового кодекса РФ и отдельные законодательные акты РФ».

ПРИМЕНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ МАСШТАБА ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ФОРМУЛЫ ЛЕНЦА ПРИ ОЦЕНКЕ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В ОБЪЕКТЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

А.А. Вазим, В.В. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

На этапе инициации проекта, одним из ключевых факторов является оценка капитальных вложений. Погрешность данной оценки, в отсутствие проектной документации, составляет не менее 30% и зависит от множества факторов. Повышение точности оценки стоимости капитальных вложений является одной из задач правильной оценки экономической эффективности проекта.

В данной статье рассматриваются варианты оценки капитальных вложений объектов подготовки газа на основании сравнения с объектами – аналогами, с применением формулы Ленца. Формула Ленца (или в других источниках формула Нельсона) применяется для расчета капитальных вложений по объектам различной мощности (производительности) на базе одного или нескольких объектов – аналогов с известным объемом капитальных вложений. Общий вид формулы Ленца :

$$Cx = Ca \times \left(\frac{Sx}{Sa} \right)^n ; \text{ где}$$

Cx – искомые капитальные вложения на оцениваемый объект;

Ca – известные капитальные вложения на объект – аналог;

Sx – производительность оцениваемого объекта;

Sa – производительность объекта – аналога;

n – коэффициент масштабирования производительности.

Применение указанной формулы позволяет учесть «эффект масштаба», возникающий при строительстве объектов различной производительности. Эффект масштаба выражается в том, что каждое следующее единичное приращение производительности одного объекта будет стоить дешевле предыдущего единичного приращения.

Основным регулирующим фактором эффекта масштаба в формуле Ленца является коэффициент масштабирования производительности – чем он выше, тем меньше проявление эффекта масштаба и наоборот. Традиционно в литературе для различных типов производств применяется усредненный коэффициент 0,5.

Следует отметить, что формула применяется при расчете одного объекта, схожего по выполняемым функциям с объектом – аналогом но с отличной от объекта – аналога производительностью. Например проводится оценка объекта подготовки газа общей производительностью 15 млрд. м³ в год. За объект – аналог принят объект подготовки газа производительностью 9 млрд. м³ в год. Если за единичный объект принимается все производство, то отношение производительности составит $15 / 9 = 1,66$. Предположим, что в оцениваемый объект входит 4 технологические линии низкотемпературной сепарации, производительностью 3,75 млрд. м³ в год. В объекте аналоге 3 технологические линии низкотемпературной сепарации производительностью 3 млрд. м³ в год. Если за единичный объект при оценке будет принята технологическая линия низкотемпературной сепарации, то, отношение производительности для данного объекта составит $3,75 / 3 = 1,25$.

Самый распространенный вариант применения формулы, так называемая «экспресс» оценка, когда за объект принимается все производство, включающее вспомогательные цеха и службы. За производительность S принимается мощность производства – количество сырого газа перерабатываемого объектом, м³/год.

Для удовлетворения потребности в более точной оценке стоимости капитальных вложений, можно, используя основной принцип метода Монте-Карло, разбить объект подготовки на подобъекты и проводить оценку полученного множества по соответствующим объектам – аналогам. Чем детальнее будет проведена разбивка, тем большая точность оценки будет достигнута.

Используя указанный подход, можно, условно, классифицировать три варианта:

оценка по переделам (производствам);

оценка по титульным объектам;

Для проведения оценки по переделам проводится разделение всего производства на группы объектов по выполняемым функциям. Описание групп приведено в следующем разделе статьи. Каждой группе сопоставляется группа объекта – аналога. За производительность S принимается основной функциональный показатель группы (например: объем нестабильного конденсата, для установки стабилизации или генерируемая электрическая мощность для электростанции и т.п.)

Вариант оценки по титульным объектам, требует хорошего понимания границ и состава оцениваемого объекта. Для проведения оценки, объект подготовки газа разбивается на перечень предполагаемых титульных объектов, каждому объекту определяется основной функциональный показатель производительности и проводится сравнение с аналогичным по функционалу объектом. При таком подходе требуется наличие достаточного количества проектной или рабочей документации на подобные объекты подготовки газа. На практике, данный подход позволял получить расхождение предварительной оценки и расчета стоимости капитальных вложений на основании разработанной проектной документации менее 10 %.

Детализация разбивки (декомпозиции) объекта подготовки газа зависит от потребности в точности оценки определения стоимости капитальных вложений, уровня специалистов и наличии предпроектной, проектной или рабочей документации на объекты – аналоги.

В данной статье рассматривается набор групп подобъектов, необходимый для проведения оценки стоимости капитальных затрат по варианту оценки по переделам.

1. Технологическая линия сепарации газа. Входит комплекс объектов от входного сепаратора до конечной ступени, включая теплообменное оборудование при его наличии. Не включает генераторы холода. Показатель производительности S – объем перерабатываемого сырого газа, м³ в год (сутки).

2. Компримирование. К этой группе могут относиться компрессорные сырого или осушенного газов, генераторы холода (турбодетандерные или пропановые холодильные установки). Показатель производительности S – мощность (потребляемая или генерации холода) МВт.

3. Стабилизация конденсата. Группа включает как саму технологическую линию, так и оборудование генерации и передачи высокотемпературного теплоносителя. При отсутствии объекта- аналога возможно включение концевой трапной установки, что даст большую погрешность в оценке данной группы. Показатель производительности S – количество нестабильного конденсата, тонн/год (сутки).

4. Склад конденсата газового стабильного. Включает насосную, резервуарные парки, эстакады, подъездные и внутриплощадочные дороги. Показатель производительности S – максимальный объем склада, м³.

5. Склад сжиженных углеводородов. Включает насосную, резервуарные парки, эстакады, подъездные и внутриплощадочные дороги. Показатель производительности S – максимальный объем склада, м³.

6. Электростанция собственных нужд. Включает вспомогательное хозяйство электростанции. Показатель производительности S – генерируемая электрическая мощность, МВт.

7. Котельная отопления. Включает парк аварийного (дизельного) топлива. Показатель производительности S – генерируемая тепловая мощность, МВт.

8. АСУ ТП. Включает сети связи, телеметрии, операторную. Показатель производительности S – количество автоматизированных рабочих мест (АРМ, рассчитывается по количеству и сложности технологических линий), шт.

9. Опорная база промысла. Включает ремонтные мастерские, АБК, лабораторию, и прочие общезаводские объекты. Имеет самую большую погрешность в оценке, но в связи с меньшей весовой долей стоимости, вносит меньшую погрешность в суммарную оценку капитальных вложений. Показатель производительности S – объем перерабатываемого сырого газа, м³ в год (сутки).

Таблица 1

Коэффициенты масштабирования производительности для детальной оценки капитальных вложений объектов подготовки газа

№	Наименование группы	n
1	Технологическая линия сепарации газа.	
2	Компримирование.	
3	Стабилизация конденсата.	
4	Склад конденсата газового стабильного.	
5	Склад сжиженных углеводородов.	
6	Электростанция собственных нужд.	
7	Котельная отопления.	
8	АСУ ТП.	
9	Опорная база промысла.	

Внеплощадочные объекты, при необходимости учета их в оценке, включаются в наиболее капиталоемкую группу. Вариант «экспресс» оценки. Чаще всего, для средней полосы России при таком подходе применяется усредненный коэффициент масштабирования производительности, равный 0,5. Для районов

крайнего севера, где требуется более тщательная инженерная подготовка и более капиталоемкое общезаводское хозяйство, институтами эмпирически выведен коэффициент масштабирования производительности равный 0,75.

Коэффициенты масштабирования производительности для детальной оценки капитальных вложений объектов подготовки газа, выведенные эмпирическим путем представлены в таблице 1.

Выводы. В качестве инструмента для предварительной оценки стоимости капитальных вложений до разработки проектной документации можно применять метод масштабирования производительности. Данный метод оценки особенно важен в процессе бизнес – планирования, поскольку точность оценки позволяет увеличить количество верно принятых решений в инвестирование проектов.

Повысить точность данного метода поможет декомпозиция объекта подготовки газа на группы подобъектов или подобъекты.

Представлены коэффициенты масштабирования производительности, выведенные эмпирическим путем для групп подобъектов объекта подготовки газа. Коэффициенты варьируются для групп подобъектов, входящих в состав объекта подготовки газа, и имеющих различное функциональное назначение. Диапазон изменения коэффициента масштабирования производительности составляет от 0,5 до 0,8.

ПОТЕНЦИАЛ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОРФЯНЫХ РЕСУРСОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ В СФЕРЕ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

Д.С.Рожкова, И.А.Хадкевич

Научный руководитель старший преподаватель Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

С каждым годом с ростом добычи нефтепродуктов увеличивается количество аварийных разливов нефти и утечек нефтепродуктов. Так, по информации Greenpeace, потери нефтяного сырья при добыче и транспортировке в России составляют около 1%, а, например, по данным НП "Центр экологии ТЭК" - 3,5-4,5%. Соответственно при текущем уровне добычи в 510 млн т в год потери составляют от 18 до 23 млн т ежегодно, в денежном выражении - от 14,2 млрд до 17,2 млрд долл [1].

Важной областью экономики Томской области является нефтегазовый сектор. Следовательно, именно этот сектор оказывает наибольшее влияние на развитие экономики и всей области в целом (Рис.1). С развитием нефтегазового комплекса в Томской области, растет риск аварийных разливов на магистральных нефтегазопроводах и утечек на промысловых трубопроводах. На сегодняшний день существует огромное множество сорбентов, применяемых при ликвидации нефтяных разливов, имеющих в своем составе органические, неорганические, синтетические и другие компоненты. Однако с целью повышения экологической безопасности все чаще находят применение природные экологически безопасные сорбенты, к которым в частности относятся сорбенты, полученные на основе торфа.

Запасы торфяного сырья в России (68 млрд т) уступают запасам угля (97 млрд т), но превышают запасы нефти и газа (31 млрд и 22 млрд т соответственно). Торф в России не переведется никогда. Подсчитано, что каждый год на наших болотах нарастает 1,5 млрд м³ сырья [2].

На территории Томской области выявлены 1444 торфяных месторождения с общей площадью залежей в промышленном контуре 7988209 га с суммарными запасами и прогнозными ресурсами торфа 30881,4 млн т в расчете на 40% влажности, что составляет 18,07 % от общих запасов и прогнозных ресурсов торфа России [3]. Однако, изученность торфяных месторождений Томской области мала.

Исследования, проведенные нами, показали, что полученный сорбент на основе торфа Томской, является конкурентоспособным материалом при ликвидации аварийных разливов. Наши эксперименты по определению нефтеемкости торфов с разной степенью разложения показали, что значения нефтеемкости торфа лежат в пределах 2-6 г/г (Рис.1).

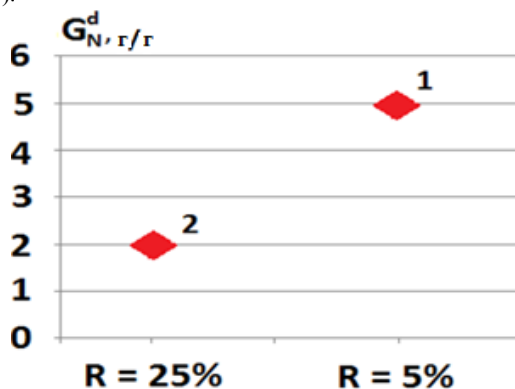


Рис. 1. Значения нефтеемкости Томского сорбента:

1 – торф со степенью разложения 5%, 2 – торф со степенью разложения 25%

Такие же показатели нефтеемкости дает другой торфяной сорбент - SpillSorb канадского производства. Данный сорбент нашел широкое применение среди нефтедобывающих компаний Томской области, однако его ценовые показатели значительно выше, чем у предложенного нами сорбента.

Таблица 1

Стоимость и нефтеемкость канадского сорбента SpillSorb

Сорбент	Тип сорбента	Нефтеемкость, г/г	Стоимость, руб/кг
SpillSorb	Торфяной сорбент (Канада)	4-8	284,60 [5]

Один из способов снижения затрат на транспортировку, приобретение и хранение торфа – это производство сорбента вблизи наиболее опасных участков нефтепроводов. Однако в этом случае появляются другие затраты: затраты на оборудование, затраты на обеспечение высокого уровня пожарной безопасности (создание противопожарных разрывов, установка пожарных щитов). Однако в целом, стоимость сорбента, на основе торфа Томской области, является ниже канадского сорбента SpillSorb. Таким образом, сорбент, полученный на основе торфа с месторождений Томской области, имеет следующий ценовой показатель в сравнении с канадским сорбентом

Экономическая эффективность сорбента определяется по методике предложенной [4], и таким образом стоимость одного килограмма Томского сорбента составляет 100 руб/кг (табл. 2).

Таблица 2

Сравнение характеристик сорбентов

Сорбент	Тип сорбента	Нефтеемкость, г/г	Стоимость, руб/кг
SpillSorb	Торфяной сорбент (Канада)	4-8	284,60
Томский сорбент	Торфяной сорбент (Томская область)	2-8	100

Несмотря на широкое распространение при ликвидации разливов, сорбенты должны все же применяться с осторожностью для сокращения их нецелесообразного и чрезмерного расходования, которое может создавать большие сложности с точки зрения логистики, связанные с вторичным загрязнением, сбором, хранением и утилизацией отходов. Все эти факторы приводят к существенному повышению затрат на мероприятия по очистке. Как правило, сорбенты наиболее эффективны на заключительных стадиях очистки береговой линии, а также для удаления небольших луж нефти, которые не могут быть удалены другими методами очистки.

Таким образом, исследования показали, что применение сорбента на основе верхового торфа Томской области является рациональным, так как на территории Томской области расположено большое количество болот. Сравнение характеристик Томского и Канадского торфа показали, что Томский сорбент является качественным продуктом и обладает низкой стоимостью. Так же применение Томского сорбента позволяет значительно снизить затраты на ликвидацию аварийного разлива, что обусловлено выгодным географическим расположением торфяных месторождений по отношению к трубопроводам Томской области. Производство торфяного сорбента на территории Томской области позволяет не только развивать торфяную промышленность в стране, но и предоставляет дополнительные рабочие места для населения.

Литература

1. Нефтяные слезы России: аварии на нефтепроводах провоцируют рак Сайт РБК. [электронный ресурс] Режим доступа: <http://top.rbc.ru/economics/10/04/2012/645532.shtml> (дата обращения 27.09.2013 г.)
2. Запывалов Н.П. Торфяные ресурсы Сибири – нетронутые богатства под ногами. // ЭКО. – 2011 г. – № 08. - С.104-113.
3. Бернатонис В. К., Бернатонис П. В. Концепция освоения ресурсов торфа в современных экономических условиях (на примере томской области) // Известия ТПУ. 2010. №1.
4. Т.Ф.Тарасова, Д.И. Чапалда, Ю.Р. Абдрахимов. Применение резиновой крошки в качестве нефтяного сорбента при аварийных разливах нефти (на примере Оренбургской области) // Вестник ОГУ 2007 №4.С151-157

НЕГОСУДАРСТВЕННЫЕ ПЕНСИОННЫЕ ФОНДЫ В РОССИИ

А.А. Ростовщикова

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Появление в России первых негосударственных фондов связано с Указом Президента РФ №1077 от 16.11.92 г «О негосударственных пенсионных фондах». Данный указ носил законную силу, а принять его спровоцировало активное проведение реформ экономического характера. На основании указа в 1994 году было учреждено 350 организаций. [1]

До 2004 года включительно, ситуация с негосударственными пенсионными фондами оставалась стабильной и практически без изменений. Так с 1 июля 2006 года НПФ представилась возможность осуществлять деятельность по обязательному пенсионному обеспечению.

Уже в 2007 году наблюдается резкое сокращение фондов. Отрицательная динамика преимущественно связано с тем, что в стране ужесточились требования к НПФ со стороны законодательства. Во-первых, требования, к минимальному размеру имущества негосударственных пенсионных фондов для обеспечения

деятельности, все время повышались. Так, например, с 2007 года собственный капитал должен был составлять 30 млн. рублей, с 1 июля 2009 года 50 млн. рублей, с 1 июля 2013 года 65 млн. рублей, а с 1 января 2015 года и вовсе 100 млн. рублей. Во-вторых, появились новые требования к пенсионным схемам. Обязанностью фонда теперь является быть членом саморегулируемой организации и создавать резерв по обязательному пенсионному страхованию. Теперь каждый НПФ должен будет организовать постоянный контроль над рисками, возникающими при осуществлении деятельности. В-третьих, ввелось положение, при котором получение фондом отрицательных финансовых результатов от инвестирования пенсионных накоплений не влечет снижения обязательств перед страхователем. [5]

Под влиянием данных факторов в последние годы происходит процесс слияния фондов или их ликвидации. Как показано на рисунке 1, к 2013 году количество НПФ сократилось до 146, а это на 43 фонда меньше, чем в 2006 году, в котором данный показатель составил 289 фондов. [2]

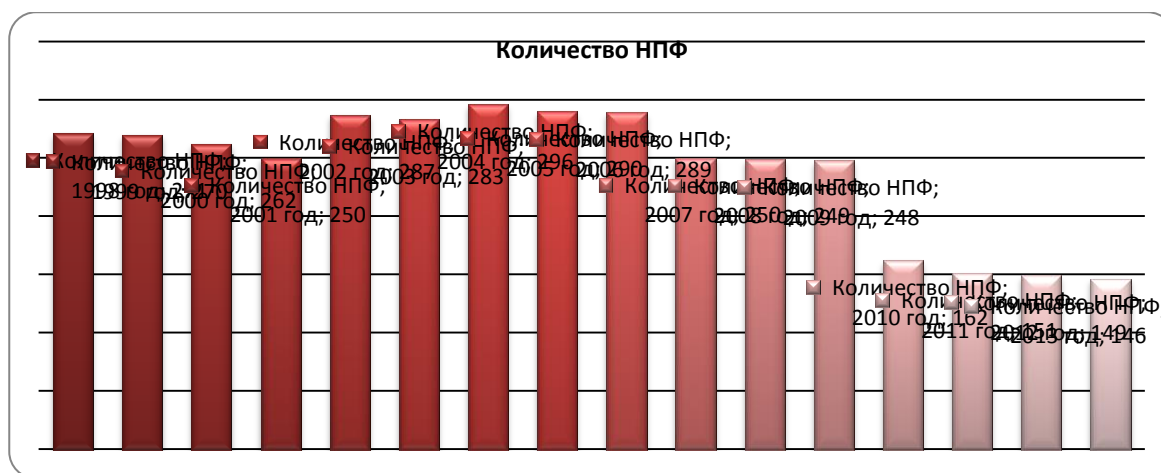


Рис. 1 – Динамика НПФ с 1998 -2013г.г.

В 2013 году произошли новые изменения в пенсионном законодательстве по выбору тарифа страхового взноса на накопительную часть трудовой пенсии. С 1 января 2016 года для тех, кто не выбрал себе управляющую компанию или НПФ, отчисления в накопительную часть пенсии сократятся с 6% до 0%. [4]

В сложившихся условиях активы негосударственных пенсионных фондов продолжают демонстрировать свой рост. НПФ располагают собственным имуществом на сумму 1795 миллиардов рублей, пенсионными накоплениями в размере 898 миллиардов рублей, пенсионными резервами 700,3 миллиарда рублей, а число застрахованных лиц составило 20,3 млн. человек, что превысило показатель прошлого года на 23%.

Наибольшие и быстро растущие, из всего числа фондов, НПФ, связаны с крупнейшими корпорациями и банками. Данный факт подтверждают результаты рейтинга негосударственных пенсионных фондов по итогам I полугодия 2013 года, представленных на рисунке 2. [3]

По размеру пенсионных накоплений в рейтинге НПФ лидирует «НПФ Лукойл - Гаранат» которые составляют 116.3 млрд руб. (+27% к началу года). На втором месте располагается НПФ «Благосостояние» с пенсионными накоплениями на уровне 98.7 млрд руб., на третьем – НПФ Сбербанк с 62.6 млрд руб.

По размеру пенсионных резервов по итогам I полугодия 2013 года на первом месте остается НПФ «Газфонд» с 307.6 млрд. руб. резервов. В первой четверке также НПФ «Благосостояние», НПФ «Электроэнергетики» и НПФ «Лукойл - Гарант».

Наибольший объем собственного имущества на начало июля 2013 года наблюдается также у НПФ «Газфонд» - 392.7 млрд. руб. В число лидеров также входит НПФ «Благосостояние», «НПФ Лукойл - Гарант», НПФ «Электроэнергетики» и НПФ Сбербанк.

По числу застрахованных лиц по итогам полугодия лидирует «НПФ Лукойл - Гарант» с 2301 тыс. человек, далее следуют НПФ «Благосостояние», КИТ Финанс НПФ, НПФ «Промгазфонд», а также НПФ «РГС».

По результатам 2013 года наблюдается положительная тенденция по показателям пенсионных накоплений, которые составят в ближайшем будущем 1,2 трлн. руб., а так же роста числа застрахованных лиц, данный показатель составит 25 млн. человек. При этом число негосударственных пенсионных фондов сократиться не значительно. [3]

Тем не менее, в 2014 году рынок может претерпевать существенные проблемы. К большинству изменений, таких как резкое сокращение поступлений, за счет «молчунов» (то есть граждан 1967 года рождения и моложе, чьи пенсионные накопления находятся под управлением ВЭБа), рынок был готов, то возможная остановка притока новых поступлений от клиентов до акционирования НПФ и вхождения их в систему гарантирования пенсионных накоплений может сильно изменить данную картину на рынке. Итогом может стать, значительное сокращение НПФ до 20 – 30, возможно и выход слабых НПФ из рынка. Наряду со всем этим, не

исключено, что может сократиться уровень доверия к действующей пенсионной системе, что существенно уменьшит интерес к данному рынку.

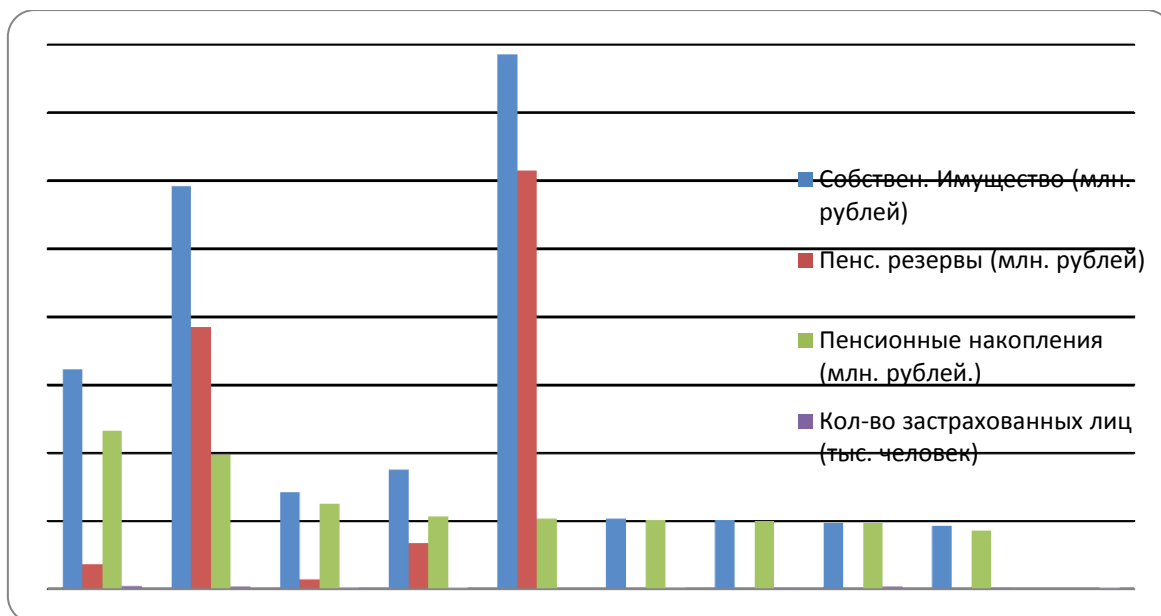


Рис. 2 – Рейтинг топ – 10 НПФ России

С другой стороны, можно ожидать высокого повышения качества НПФ, величины их надежности и прозрачности, а это положительный аспект для будущих пенсионеров.

Литература

1. Аудит и финансовый анализ. <http://www.rau.su>. [электронный ресурс] Режим доступа: <http://auditfin.com>, режим доступа свободный.
2. Википедия. [электронный ресурс] Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org>, режим доступа свободный.
3. Служба банка России по финансовым рынкам. [электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.fcsm.ru>, режим доступа свободный.
4. Пенсионный фонд Российской Федерации. [электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.pfrf.ru>, режим доступа свободный.
5. Эксперт.Ру. [электронный ресурс] Режим доступа: <http://expert.ru>, свободный доступ.

ЭКОНОМИКА И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИКИ

С.Ю. Рябов

Научный руководитель доцент Шарф И.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Активизация разработки шельфовых месторождений Арктики актуализирует проблему загрязнения вод Северного Ледовитого океана. В нашем исследовании рассмотрим финансовые риски экологических последствий при авариях на морских месторождениях.

Отметим, что Россия — мировой лидер по количеству прорывов нефтепроводов. В Мировой океан ежегодно сбрасывается от 2 до 10 миллионов тонн нефти, что, в частности, равносильно 7 авариям на платформе Deerwater Horizon [1]. По мнению экологов, в настоящее время в результате этого 30% поверхности океана покрыто нефтяной плёнкой. Также сильно влияние на состояние окружающей флоры и фауны.

Нефтяное загрязнение рек Арктического бассейна достигло высокого уровня. С речными стоками в моря Северного Ледовитого океана ежегодно попадает несколько сотен тысяч тонн нефтепродуктов. В Обь (Западная Сибирь) ежегодно выносится 100 тысяч тонн нефти. В результате концентрация загрязняющих веществ на многих участках акватории Баренцева, Белого, Карского морей и моря Лаптевых в 2-3 раза превышает норму.

При этом в настоящее время ни одна компания не готова к ликвидации аварии при разливе нефти в водах Арктики с финансовой точки зрения. Например, у «Газпрома» недостаточно средств для проведения спасательных работ в случае разливов нефти на платформе «Приразломная», которая застрахована от экологических рисков на «ничтожную сумму» в 7 миллионов рублей, также компания выделила всего лишь 7 судов для борьбы с разливами [5]. В тоже время у компании «Shell», которая собирается бурить на шельфе

Аляски, в распоряжении имеется 9 судов, у «Cairn Energy», работающей в Гренландии, — 14. Ярким примером является тот факт, что при устранении последствий разлива нефти в Мексиканском заливе было задействовано 6000 судов и затрачено около 40 миллиардов долларов [2].

Таблица 1

Вынос нефтепродуктов реками арктического бассейна

Река	Сток, км ³ /год	Концентрация нефти в воде, мг/л	Предельно допустимая концентрация (ПДК) для вод рыбохозяйственного значения, мг/л	Вынос нефти в море, тонн
Печора	164		0,05	18200
Обь	385	0,35	0,05	125000
Енисей	244	0,4	0,05	255000
Лена	514	0,05	0,05	25700
Индирикка	49	0,06	0,05	3000
Колыма	70	0,03	0,05	2100

Стоит также обратить внимание, что компания «Роснефть», являющаяся одним из главных претендентов на разработку арктических месторождений, только за 2011 год допустила 10700 прорывов трубопроводов (больше всех в мире), при этом затратив в тот год на свою экологическую программу всего лишь 44 миллиона долларов. Для сравнения, компания «Сургутнефтегаз», допустившая в том же году всего лишь 17 прорывов трубопроводов, выделила на свою экологическую программу 740 миллионов долларов. Чуть больше доверия на фоне «Роснефти» вызывает «Газпром нефть», которая потратила 121 миллион долларов. [3]

Прокоррелируем издержки на обеспечение достаточных мер экологической безопасности и финансовые последствия в случае наступления экологических рисков в результате аварий. Как видно из графиков, чистая прибыль компании остаётся постоянной, но при этом площадь загрязнённых земель и количество аварий с экологическим ущербом увеличивается.

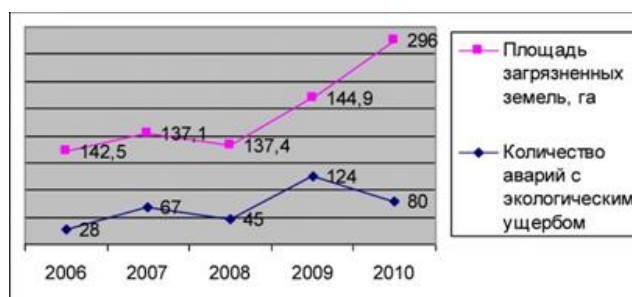


Рис. 1 Динамика нефтяного загрязнения на примере компании Лукойл

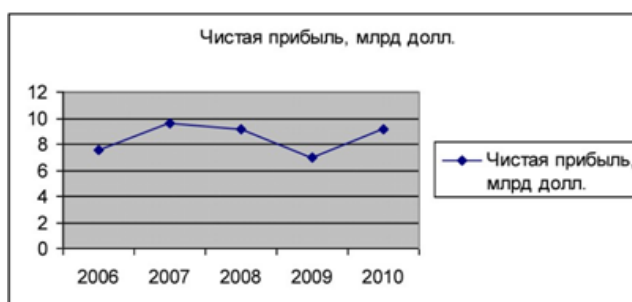


Рис. 2. Динамика прибыли на примере компании Лукойл

На основании вышеизложенного резюмируем: 1. Необходимо расширение специфической материальной базы для своевременной ликвидации разливов нефти, что требует дополнительных финансовых вложений в экологические программы российских нефтегазовых компаний. 2. Требуется ужесточение российского экологического законодательства с целью предотвращения аварийных ситуаций.

Литература

1. Берчатова А.А., Петрова Е.Ю. Экологические проблемы нефтяной промышленности // Тюменский государственный университет (Электронный ресурс), 15.05.2003. – Режим доступа: <http://neftegaz.ru/analysis/view/6078>

2. Богоявленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы. М.: ВМФ, 2010, №9. 62 с.
3. Звонова О. Авария в Мексиканском заливе: хроника событий и экологические последствия // «Аргументы и факты» (Электронный ресурс), 20.02.13. – Режим доступа: <http://www.aif.ru/dontknow/file/eco/12935>
4. Нефтегазовое освоение Арктики: какой ценой? // Веб-сайт Гринпис России (Электронный ресурс). – Режим доступа: http://www.greenpeace.org/russia/Global/russia/report/Arctic-oil/Gas_oil_development.pdf
5. «РОСНЕФТЬ» на пути в Арктику: спорная история, амбициозные проекты // Веб-сайт Гринпис России (Электронный ресурс). – Режим доступа: <http://www.greenpeace.org/russia/Global/russia/report/Arctic-oil/Rosneft%20expanding%20to%20the%20Arctic.pdf>

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ДЕЛИКТ

Д.В. Салата

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

В настоящее время в обществе происходит непрерывное взаимодействие людей друг с другом и с предметами природы. Не исключаются ситуации, когда в результате такого взаимодействия имущественным и личным нематериальным благам физических, юридических лиц наносится ущерб (вред). В результате причинения вреда у должника возникает обязанность по его возмещению, а у кредитора право требовать ее исполнения.

В частном праве сложилось общепризнанное понимание обязательства из причинения вреда (деликтные обязательства) как обязательства, возникающие вследствие нарушения имущественных и личных неимущественных прав потерпевшего (кредитора), призванные обеспечить наиболее полное восстановление этих прав за счет причинителя вреда (должника) либо за счет иных лиц, на которых возложена обязанность возмещения вреда.[1] Следует согласиться с мнением В.М. Болдинова, в соответствии с которым «причинение вреда» обозначает в данном случае юридический факт – правонарушение, который в сфере гражданско-правовой внедоговорной ответственности принято также называть «деликтом».[2]⁴

В качестве условий возникновения деликтного обязательства Ю.К.Толстой называет закрепленные в ст. 1064 ГК РФ вина, причинная связь, противоправность. [1] Рипинский С.Ю. более подробно рассматривает состав правонарушения и выделяет следующие его элементы:

- противоправное поведение лица;
- возникновение вреда;
- причинная связь между противоправным поведением причинителя вреда и наступившим вредом;
- вина причинителя вреда;

Такое видение состава правонарушения является более приемлемым относительно первой позиции, т.к. возникновение вреда (в виде убытков, морального вреда) как результат правонарушения является обязательным условием для наступления деликтной ответственности.

Однако деликтные обязательства в сфере природопользования имеют свою специфику, выражающуюся в наличии не только традиционных условий ее возникновения, но и специальных. Ю.К.Толстой называет совокупность таких условий усеченным составом правонарушения и характеризует его лишь отсутствием вины как элемента состава гражданского правонарушения. Однако, в сфере природопользования возникновение деликтной гражданско-правовой ответственности возможно не только без вины, но и по другим условиям, связанным с особенностями, касающимися характера действий деликтанта, субъектов обязательств из причинения вреда или специфики объекта правонарушения, которому причинен вред. Представляется целесообразным отнести перечисленные условия к специальным основаниям названной ответственности. Наличие специальных оснований возникновения состава правонарушения в сфере природопользования обосновывает специальный деликт, которым причинен вред окружающей природной среде, отличный от «общего» гражданско-правового. Такой деликт вполне обоснованно можно определить как экологическое правонарушение или экологический деликт.

Гражданское законодательство содержит нормы, предусматривающие возмещение вреда в сфере природопользования, причиненного правомерными действиями, т.е. не зависимо от вины причинителя вреда, но в случаях, прямо предусмотренных законом (п. 2 ст. 1064 ГК РФ).

Отсутствие вины, как специальное условие возникновения гражданско-правовой ответственности в результате экологического вреда, нашло свое закрепление в ст. 77 «Об охране окружающей среды», согласно которой вред окружающей среде, причиненный субъектом хозяйственной и иной деятельности, в том числе на проект которой имеется положительное заключение государственной экологической экспертизы, включая деятельность по изъятию компонентов природной среды, подлежит возмещению заказчиком и (или) субъектом хозяйственной и иной деятельности. В данном случае налицо положение об ответственности за вред от правомерной деятельности деликтанта.

Характеризуя объект экологического деликта, трудно согласиться с авторами, указывающими на причинение вреда непосредственно окружающей среде как таковой (в буквальном смысле этого слова). В этом контексте правомерно суждение Б.Г.Розовского о том, «ущерб (вред) природе – нонсенс. Природа – объективная,

⁴ Болдинов В.М. Ответственность за причинение вреда источником повышенной опасности – СПб. 2002. – С.63

не зависящая от воли и сознания людей категория». Автор полагает, что «потеря экологических связей всегда влечет социальный и экономический ущерб для общества» [3].

Действительно, под влиянием антропогенных процессов природа может переходить из одного состояния в другое, изменять или утрачивать качество каких-то объектов, но не претерпевать вред (ущерб). Такие изменения, происходящие в качественной структуре природных объектов, могут отрицательно влиять исключительно на права природопользователей. Исходя из этого, в результате экологического деликта нарушаются имущественные и личные неимущественные права природопользователей, но не окружающая природная среда.

При таком определении объекта экологического деликта окружающая природная среда в понимании права это лишь правовое поле для возникновения ответственности за экологический деликт.

Обязательства из причинения вреда как разновидность гражданских правоотношений предполагает обязательное наличие в нем субъектного состава. Поскольку содержанием деликтного обязательства, как отмечалось выше, является правовая возможность (субъективное право) кредитора требовать возмещения вреда и юридическая необходимость (юр. обязанность) должника возместить такой вред, то субъектом таких правоотношений может быть лицо, у которого возникли юридически значимые отрицательные последствия. При таких обстоятельствах природная среда – категория объективная, лишенная претерпевать какой-либо вред в правовом смысле и требовать его возмещения. При таких обстоятельствах природа не может являться и субъектом права, претерпевающим вред в гражданско-правовом смысле.

При определении субъекта экологического деликта важно понимать, что отождествление причиненного экологического вреда только лишь с имущественными потерями необоснованно, поскольку наряду с имущественными правами природопользователей, нарушаются экологические права человека и гражданина, которые не связаны с реализацией каких-либо имущественных прав в сфере природопользования.

В соответствии со ст. 42 Конституции РФ «каждый имеет право на благоприятную окружающую среду, достоверную информацию о ее состоянии и на возмещение ущерба, причиненного его здоровью или имуществу экологическим правонарушением». Статья 79 ФЗ «Об охране окружающей среды» также устанавливает императивное требование о возмещении вреда, причиненного здоровью и имуществу граждан в результате экологического правонарушения.

На наш взгляд целесообразно делить субъектов экологического деликта в зависимости от вида природопользования.

- субъектами общего природопользования являются физические лица, находящиеся на территории РФ;
- субъектами специального (разрешенного) природопользования являются юридические лица, физические лица, зарегистрированные в качестве индивидуальных предпринимателей, как обладатели субъективного права пользования соответствующими природными ресурсами (землей, недрами, водами, лесами и т.д.);

Таким образом, необходимо акцентировать внимание на социальной природе ответственности за экологический деликт, на закрепленное Конституцией РФ наличие у неограниченного круга лиц как субъектов экологического деликта, права на возмещение причиненного им вреда. В таком случае следует согласиться с мнением О.С. Колбасова о том, что «особенность ответственности по возмещению экологического вреда состоит в удовлетворении интересов не только потерпевшего природопользователя, но и собственника, а также общества в целом».[4]

Выделяя еще одну особенность гражданско-правовой ответственности за экологический деликт, следует обратить внимание на ее повышенный характер как по основаниям ее применения (правило о безвиновной ответственности), так и по размеру подлежащего возмещению вреда.

В соответствии с методическими указаниями по оценке и возмещению вреда, нанесенного окружающей природной среде в результате экологических правонарушений, (утв. Госкомэкологией РФ 06.09.1999) оценке подлежит как прямой, так и косвенный ущерб. Прямой ущерб выражается в негативных изменениях качества того объекта, на которое оказывается прямое воздействие в процессе природопользования. Косвенный ущерб – это ущерб, который причинен другому природному объекту вследствие загрязнения природного объекта, находящегося в пользовании, который может иметь потенциальный характер.

В заключении изложенного следует обратить внимание на то, что не смотря на закрепление оснований возникновения гражданско-правового деликта в сфере природопользования и ответственности за него в нормах гражданского права, он имеет присущие только ему закрепленные в природоресурсном законодательстве особенности, что позволяет его выделить в качестве специального вида правонарушения – экологический деликт.

Литература

1. Сергеев А.П., Толстой Ю.К. Гражданское право: учебник в 3 т. Т.3. – 4-е изд., перераб. и доп. 2006, изд-во Проспект. С. 650.
2. Болдинов В.М. Ответственность за причинение вреда источником повышенной опасности – СПб. 2002. – С. 63
3. Б.Г.Розовский. Правовое стимулирование рационального природопользования. Киев. Наукова Думка, 1981. С. 76.
4. Эффективность юридической ответственности в охране окружающей природной среды / под редакцией О.С.Колбасова, Н.И.Краснова, М.: Наука, 1985. С. 82.

**ПРОБЛЕМЫ СОГЛАСОВАНИЯ ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МЕЖДУНАРОДНЫХ
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ С РОССИЙСКИМИ ПОДРЯДЧИКАМИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ
РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ НА ТЕРРИТОРИИ РФ**

Н. С. Сапунков

Научный руководитель доцент М. Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По прогнозам аналитиков в 2014 – 2015 годах ожидается пик инвестиций в российскую нефтегазовую промышленность, в том числе и иностранных. Размер предполагаемых инвестиций может составить более сорока миллиардов долларов в год. При этом с точки зрения совместных международных проектов, компаниям-операторам и их подрядчикам предстоит осуществлять руководство над нефтегазовыми проектами в специфических условиях, когда к объектам капитального строительства будут предъявляться два требования - соответствие международным практикам проектирования и максимизация участия российских подрядчиков.

Как показывает практика реализуемых проектов, выполнить эти два требования - задача непростая, и подчас невозможная. Сложность данной задачи заключается в том, что каждый раз, когда заказчик привлекает на работы по проектированию российских подрядчиков и выдвигает перед ними требование соответствовать международным стандартам - сталкиваются две инженерные школы: российская, основанная на соответствии нормам, и международная, основанная на анализах рисков. Эти два подхода кардинально различаются по своей природе и проектным командам заказчика каждый раз приходится тратить незапланированные временные и материальные ресурсы, для того, чтобы объяснить проектным командам подрядчика суть инженерной школы проектирования, основанной на рисках.

Все это приводит к следующим неблагоприятным результатам - многократное увеличение бюджета, срыв графиков реализации проектов, демотивация проектных команд с обеих сторон, проблемы при прохождении ГлавГосЭкспертизы, проблемы с интеграцией новых проектов в уже существующие объекты, репутационные риски, снижение эффективности деятельности компании в целом.

По данным Independent Project Analysis, Inc, компании сталкиваются со следующими общими проблемами в процессе реализации капитальных проектов - недостаточный анализ альтернативных вариантов на ранних этапах проектирования, чрезмерная сосредоточенность на решении технических задач и недостаточное внимание к оптимизации общей экономики проектов, недооценка рисков и отсутствие плана по минимизации рисков, слабое взаимодействие с подрядчиками.

Также существует довольно большое количество специфических для отрасли проблем (по данным McKinsey & Company):

устаревшая нормативная база, отсутствие стройности проектной документации, общая неразвитость проектного управления в российских компаниях, дефицит квалифицированного персонала по управлению проектами, новые труднодоступные регионы освоения месторождений, отсутствие доступа к новейшим технологиям разработки, тяжелые климатические условия, отсутствие инфраструктуры в регионах, неразвитость рынков труда и подрядчиков, ужесточение экологического законодательства, дефицит высококвалифицированных проектировщиков и подрядчиков;

отрасль не работает по проектному принципу – зачастую на проекты не выделяются люди, которые занимаются только проектами, не формируются проектные команды из специалистов разных профессий;

российские проектные компании не освоили методы поэтапной разработки и реализации проекта и поэтому не могут принимать взвешенных решений о переходе с этапа на этап;

проектные институты не могут обеспечить точность экономического расчета - у них нет ни инструментария, ни соответствующей квалификации, а заказчики зачастую даже не пытаются понять методику их расчета;

проектные институты не заинтересованы в конечном результате, и чаще всего не могут предложить решения, которые позволили бы оптимизировать график и бюджет проекта;

иностранцы заказчики не понимают систему проектирования в России, а потому не могут эффективно объяснить проектным организациям, что от них требуется на конкретном этапе;

проектные институты не понимают международную систему проектирования, а потому не видят всю картину целиком и неэффективно исполняют поставленные задачи;

у проектировщиков отсутствует опыт проектирования в соответствии с инженерными спецификациями иностранных компаний;

проектные институты очень редко используют модель EPC (Engineering, Procurement & Construction) при которой весь проект: проектирование, закупки, сборка оборудования, транспортирование и строительство, ведет один подрядчик;

подрядные институты часто недооценивают объем работ, связанный с привлечением субподрядных организаций, а так же не привлекают всех необходимых специалистов;

взаимодействие с подрядчиками не происходит в рамках активного профилактического мониторинга и контроля: обычно компании действуют постфактум, а потому не могут вовремя отреагировать и предотвратить несоблюдение графика и бюджета.

В российских практиках проектирования, при комплексном проектировании крупных месторождений, выделяют два этапа проектирования: проектирование разработки месторождений и проектирование обустройства месторождений. В результате этого появляется два различных проекта, которые выполнены, зачастую, двумя

разными командами и должны проходить экспертизу в разных надзорных органах РФ - проект разработки (подземная часть) проходит согласование в Комиссии Федерального Агентства по недропользованию, а проект обустройства (наземная часть) проходит согласование в Главгосэкспертизе.

С другой стороны, в проектных практиках международных компаний, комплексное проектирование месторождения не делится на два этапа, как это делается в России, а делается в одном проекте. Несмотря на то, что выполнение проекта разбито на шесть фаз, каждая фаза включает в себя как элементы разработки (подземной части), так и элементы обустройства (наземной части) проекта.

Эта несогласованность вызывает значительные потери времени и недопонимание между проектировщиками, работающими по нормам РФ, и представителями заказчика, которые ведут приемку проектной документации по международным нормам.

Проанализировав вышеизложенное, можно предложить следующие пути решения проблем:

следует разработать типовой контракт для заключения с российским проектным институтом, где детально описывается матрица ответственности участников проекта, а оперативное руководство осуществляется представителями заказчика;

перед тем, как заключать контракты с проектными организациями, должна быть введена фаза адаптации подрядчиков к международным стандартам проектирования;

на базе заказчика (международной нефтегазовой компании) создать команду по адаптации проектных практик данной компании для работы в РФ, которая, в том числе, занималась бы и вопросами адаптации проектных институтов;

отказ от философии “Я – Заказчик, я плачу Подрядчику, чтобы он решал мои проблемы”. Данный подход работает только с опытными подрядчиками, среди компетенций которых выполнение международных проектов. Такие подрядчики выбираются в условиях жесткой конкуренции на мировом рынке. В условиях РФ рынок компетентных подрядчиков развит слабо, а потому, не стоит ожидать, что выбранный проектный институт самостоятельно будет компетентно решать все возникающие проблемы;

следует определить круг технически и коммерчески сильных российских проектных институтов и заключить с ними договоры о стратегическом партнерстве;

разработать комплекс мер по согласованию проектной деятельности в части: проектных фаз, проектных документов, технических нормативов РФ и компании-заказчика. Причем, требуется задокументировать результаты согласования. Там, где документы подобны – отметить эту схожесть. Там, где есть различия – задокументировать эти различия;

требуется разработать справочное руководство с “выжимкой” основных нормативов и проектных практик, принятых в РФ, для использования иностранными специалистами заказчика, а также провести соответствующее обучение;

требуется перевести на русский язык проектные практики и инженерные спецификации иностранного заказчика. А также перевести на английский язык основные проектные практики РФ и основную нормативную базу РФ, относящуюся к проектированию;

требуется разработать положение о порядке проведения экспертизы и утверждения проектно-сметной документации на строительство в компании-заказчике;

решить вопрос с технической гарантией. Т.е. кто будет нести ответственность за выполненный проект, если подрядчик фактически заставили проектировать по стандартам, которые он не знает, закупать оборудование, которое он не привык закупать и прибегать к технологическим решениям, которые он не использовал до этого);

следует выполнять проекты только специально выделенной командой со стороны заказчика. Отстраненность заказчика, как и ограниченная вовлеченность, ведут к краху проекта.

Литература

1. Единая система конструкторской документации (ЕСКД ГОСТ 2).
2. ГОСТ Р 21.1101-2009 Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ.
4. Приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. № 61 «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений».
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий».
7. Система проектной документации для строительства (СПДС ГОСТ21).
8. Сборник разъяснений по предпроектной и проектной подготовке строительства (по постановлению № 87) ОАО «Центринвестпроект».
9. Digital Edge официальный сайт [электронный ресурс] – режим доступа: www.mckinsey.com.
10. Industrial megaprojects [электронный ресурс] – режим доступа: www.ipaglobal.com.

ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ МИНИ-НПЗ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В УСЛОВИЯХ ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА ТАМОЖЕННОГО СОЮЗА «О ТРЕБОВАНИЯХ К АВТОМОБИЛЬНОМУ И АВИАЦИОННОМУ БЕНЗИНУ, ДИЗЕЛЬНОМУ И СУДОВОМУ ТОПЛИВУ, ТОПЛИВУ ДЛЯ РЕАКТИВНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ И МАЗУТУ» (ТР ТС 013/2011)

Е. В. Селезнев

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Мини-НПЗ принято называть нефтеперерабатывающий комплекс, включающий установку для атмосферной перегонки до 1,5 млн. тонн в год сырой нефти, газового конденсата или другого углеводородного сырья с получением трех основных фракций – бензиновой, дизельной и мазутной.

Строительство Мини-НПЗ особенно актуально в Сибири. Актуальность обусловлена недостатком топлива в местах добычи нефти и газа, которое необходимо для технического обслуживания месторождений. Учитывая неравномерную географическую расположенность НПЗ в России (рисунок 1) и различные трудности, связанные с транспортировкой нефтепродуктов, для отдаленных северных районов целесообразно производить топливо непосредственно на местах добычи углеводородного сырья. В данных районах, как правило, преобладают Мини-НПЗ с мощностью по сырью до 200 тыс. тонн в год. Но в то же время, например, в Тюменскую область ежегодно завозятся миллионы тонн топлива, производимых на НПЗ, расположенных в Поволжье или вдоль Транссибирской железнодорожной магистрали, на что тратятся значительные средства, несмотря на то, что миллионы тонн легкого углеводородного сырья, из которого можно получать эти же топлива, добываются на местных месторождениях [3].

Дискуссия сторонников и противников строительства Мини-НПЗ в России постоянно ведется в СМИ в том или ином виде. В лице противников владельцев Мини-НПЗ выступают такие Вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК) как ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть», которые заручаются поддержкой государства, что не удивительно, т. к. развитие независимых Мини-НПЗ способствует ликвидации диктатуры ВИНК.

Ужесточение государством требований к качеству представленных на российском рынке нефтепродуктов в совокупности с налоговым стимулированием соблюдения этих требований (таблица 1) ставят новые проблемы перед многочисленными владельцами Мини-НПЗ России. Причем эти проблемы актуальны в первую очередь для владельцев легальных заводов, выплачивающих налоги, в частности для добывающих компаний [2].

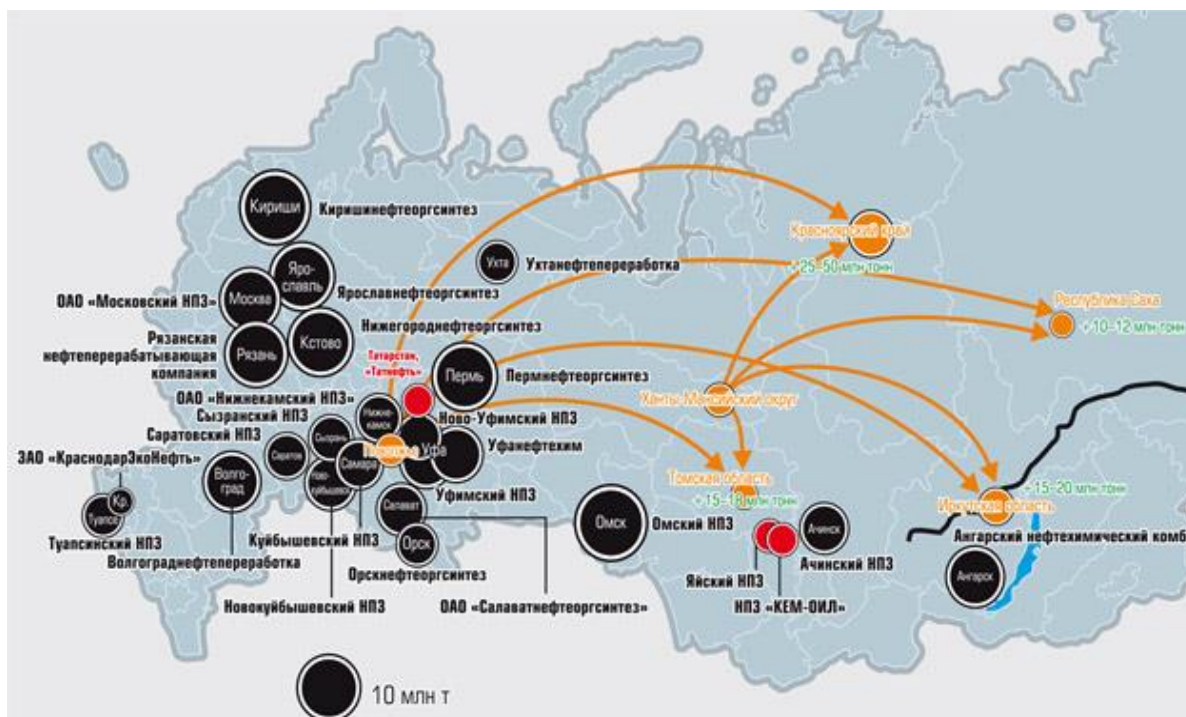


Рис.1. Географическая расположенность НПЗ в России

Таблица 1

Налоговые ставки по акцизам на светлые нефтепродукты в период с 2014 по 2016 гг. включительно

Виды подакцизных товаров	Налоговая ставка за единицу продукции		
	С 1 января по 31 декабря 2014 года включительно	С 1 января по 31 декабря 2015 года включительно	С 1 января по 31 декабря 2016 года включительно
Автомобильный бензин			
Не соответствующий классу 3 или классу 4 или классу 5	11 110 рублей за 1 тонну	13 332 рубля за 1 тонну	13 332 рубля за 1 тонну
Класса 3	10725 рублей за 1 тонну	12879 рублей за 1 тонну	12879 рублей за 1 тонну
Класса 4	9916 рублей за 1 тонну	10858 рублей за 1 тонну	10858 рублей за 1 тонну
Класса 5	6450 рублей за 1 тонну	7750 рублей за 1 тонну	9500 рублей за 1 тонну
Прямогонный бензин	11252 рубля за 1 тонну	13502 рубля за 1 тонну	14665 рублей за 1 тонну
Дизельное топливо			
Не соответствующий классу 3 или классу 4 или классу 5	6446 рублей за 1 тонну	7735 рублей за 1 тонну	7735 рублей за 1 тонну
Класса 3	6446 рублей за 1 тонну	7735 рублей за 1 тонну	7735 рублей за 1 тонну
Класса 4	5427 рублей за 1 тонну	5970 рублей за 1 тонну	5970 рублей за 1 тонну
Класса 5	4767 рублей за 1 тонну	5244 рубля за 1 тонну	5970 рублей за 1 тонну
Топливо печное бытовое*	6446 рублей за 1 тонну	7735 рублей за 1 тонну	7735 рублей за 1 тонну

* - Подакцизный товар введен с 01.07.2013 г.

С целью обеспечения соответствия качества выпускаемых нефтепродуктов на Мини-НПЗ предъявляемым требованиям, владельцам заводов придется выбирать: привлекать большие инвестиции в реконструкцию и модернизацию заводов либо приостанавливать их деятельность. Как правило, использование вторичных процессов переработки (каталитический риформинг, гидроочистка дизельного топлива) становится экономически эффективным при мощности переработки от 200 тыс. тонн в год. Но создание малотоннажных установок вторичных процессов нефтепереработки становится экономически целесообразным с появлением новых технологий. В то же время судебная практика по ст. 14.43 КоАП РФ в части нарушения требований ТР ТС 013/2011 в настоящее время отсутствует.

Для некоторых заводов привлекательным решением безнаказанного производства дизельного топлива, не соответствующего требованиям ТР ТС 013/2011, послужил переход на производство нового подакцизного товара – топлива печного бытового (ТПБ), физико-химические характеристики которого практически не отличаются от дизельного топлива, соответствующего экологическому классу 2, запрещенному к обращению и выпуску в обращение с 31 декабря 2012 г.

ОАО «СвНИИ НП» (<http://www.svniinp.ru>) благодаря своему лояльному отношению к требованиям заказчика предлагает решить эту проблему разработкой соответствующих стандартов организаций (СТО), в которых изменяется название топлива, код ОКП продукции и предъявляемые к ней требования, но данное решение противоречит Федеральному законодательству в области Стандартизации.

Также формальным выходом из ситуации может послужить прекращение договоров поставки нефтепродуктов между изготовителями продукции и сервисными организациями и реализация последним топлива в качестве зачета предоставляемых услуг.

Выводы:

1. Учитывая, что основная спецтехника и автотранспорт, используемые для эксплуатации месторождений нефти и газа, работает на двигателях внутреннего сгорания с воспламенением от сжатия, одним из наиболее экономически эффективным вариантом развития Мини-НПЗ на промыслах является постановка на промышленное производство ТПБ, но следует также учитывать, что данное решение является временным на период реализации проектов по реконструкции и модернизации крупнотоннажных НПЗ ВИНК, после чего вероятнее всего со стороны государственных органов технического регулирования необходимо ожидать контроля над областью использования ТПБ потребителями и появятся риски привлечения изготовителя к административной ответственности по ст. 14.43 КоАП РФ.

2. Решение посредством разработки собственных СТО, считаю, не является перспективным, потому как помимо рисков привлечения изготовителя к административной ответственности по ст. 14.43 КоАП РФ за нарушение обязательных требований, предъявляемых к продукции (ТР ТС 013/2011), существуют также налоговые риски.

3. Перспективным является вариант разработки и внедрения новых технологий малотоннажных установок вторичной переработки, которые требуют меньших капиталовложений, времени для реализации, необходимых площадей территорий. Такие независимые заводы будут способствовать избеганию дефицита топлива требуемого качества в отдаленных северных районах и, как следствие, предупреждению повышения цен на нефтепродукты, как это происходило в 2010 г. в Сибирском макрорегионе, когда в то время, как Ачинский

НПЗ находился на капитальном ремонте, ВИНК сознательно занижали загрузку Омского НПЗ и Ангарского НПЗ. Но переход малотоннажных НПЗ на технологии, которые позволят производить топливо стандарта Евро-5 к 2016 году, учитывая скорости реализации инвестиционных проектов, маловероятен.

4. Наиболее реалистичным решением проблемы, считаю районирование использования нефтепродуктов, а также определение нефтяной отрасли, где можно будет понижено качество, но зато можно будет недорого и своевременно снабжать спецтехнику, где высокое содержание серы является смазывающим эффектом для компонентов двигателя. Такова, в частности, ситуация в США, где территория страны разделена на несколько районов, где стандарты качества моторного топлива различные. Наиболее жесткие требования предъявляются к курортным зонам. Но в ряде регионов допустимо использования топлива, аналогичного Евро-2[1]. На территории Таможенного союза же, в настоящее время предусмотрены лишь оговорки, касающиеся области применения ТР ТС 013/2011 для нужд собственного потребления на нефтяных промыслах и буровых платформах, чего недостаточно, т. к. для использования топлива сервисным организациям необходим выпуск в обращение и обращение нефтепродукта.

5. Решение реализации топлива сервисным организациям по схеме зачета взаимных требований, считаю, также не принесет необходимого эффекта, т. к., несмотря на прекращение действия договоров поставки нефтепродуктов, с юридической т. з. под выпуском в обращение и обращением понимается любое движение топлива от изготовителя к потребителю. Поэтому подобное решение также может привести к привлечению изготовителя к административной ответственности по ст. 14.43 КоАП РФ.

Литература

1. Стенографический отчет о совещании по вопросам развития энергетики под председательством Президента РФ Медведева Д. А., Омск, 12.02.2010 г. [электронный ресурс] - режим доступа <http://kremlin.ru/transcripts/6856>
2. Решение о принятии технического регламента Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС 013/2011) от 18 октября 2011 г. №826 вступил в силу с 31 декабря 2012 г. [электронный ресурс] - режим доступа: http://www.tsouz.ru/KTS/KTS32/Pages/R_826.aspx
3. ФЗ от 30.09.2013 №269-ФЗ «О внесении изменений в главу 22 части второй налогового кодекса Российской Федерации» [электронный ресурс] - режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_152475/
4. В 1984 г. ЗАО «Сибирская технологическая компания «Цеосит» разработана каталитическая технология малотоннажных установок по производству высокооктановых бензинов «Цеоформинг», реализованная на Нижневартовском ГПЗ. По экономическим оценкам для мощностей 80-200 тыс. тонн в год срок окупаемости составляет не более 1,5-2,5 лет. [электронный ресурс] - режим доступа: http://www.zeosit.nsc.ru/Zeoforming/RU/STC_Zeoforming_14_pages.files/frame.htm
5. Нефтегазовая вертикаль №22/2011/Политика и управление/Антон Ерохин: «Мини-НПЗ: в рынке или вне?» [электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/250/250b62664ab24d8e2b4e54f81837f545.pdf>
6. Нефть и капитал №05/2013/Переработка/Владимир Каданцев: «Глубина переработки Мини-НПЗ может составлять 80-85%». [электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.indpg.ru/nik/2013/05/68743.html>
7. 3. Промышленные ведомости, №5-6, май-июнь 2011 г./Моисей Гельман: «Мини-НПЗ для массового производства качественных бензинов, развития малого нефтяного бизнеса и модернизации нефтеперерабатывающей отрасли». [электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.promved.ru/articles/article.phtml?id=2109&nomer=70>

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Н.В Сёмочкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, Томск

При проектировании разработки месторождений нефти и газа, анализе геолого-промысловых данных необходима максимально реалистичная трехмерная визуализация данных, которая достигается при использовании трехмерных геологических моделей. Интуитивно понятное и объемное представление геологических данных дает возможность быстро анализировать данные о месторождении и вырабатывать наилучшие решения по освоению месторождения. Это существенно ускоряет разработку проектно-технологических документов, позволяет оптимально спланировать траектории скважин и интервалы перфораций, уменьшить риски при бурении [1].

Основная цель работы - построение достоверной секторной геологической модели с неравномерным распределением скважин по сектору. Данная геологическая модель является основой для заложения проектных горизонтальных скважин. Для достижения указанной цели в работе поставлены следующие задачи:

Анализ геолого-физических характеристик и текущего состояния разработки участка;

Изучение и выбор наиболее подходящего метода стохастического моделирования;

Оценка неопределённости геологической модели;

Анализ районов заложения проектных скважин;

Экономическая оценка ввода горизонтальных скважин.

Северо-Покурское месторождение разрабатывается с 1976 г. и находится на IV стадии разработки. Поэтому для достижения проектного КИН и вовлечения в разработку слабоизученных краевых зон необходимо бурение новых скважин [4].

Построенная геологическая модель была использована в качестве основы для гидродинамического моделирования и проведения расчета прогнозных показателей разработки.

По результатам гидродинамического моделирования и адаптации модели был проведен анализ планирования размещения новых горизонтальных скважин и рассчитаны прогнозные показатели разработки.

Финансово-хозяйственная деятельность предприятия может быть представлена в виде денежного потока, характеризующего доходы и расходы, генерируемые данной деятельностью. В данной работе мною будет проведена оценка денежного потока продолжительностью 20 лет.

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов.

Рассмотрим затраты, которые необходимо понести предприятию для осуществления мероприятий по внедрению проекта. Затраты делятся на две категории: текущие и капитальные [5]. Капитальными затратами называются единовременные затраты по внедрению проекта, к ним будут относиться следующие затраты (табл.1):

Таблица 1

Капитальные затраты

Показатель	млн.руб.
Затраты на подготовительные работы (отсыпка кустовой площадки)	0,105
Затраты на строительство скважины 1G	61
Затраты на строительство скважины 2G	61
Затраты на строительство скважины 1N	50
Затраты на обустройство скважины 1G	3,2
Затраты на обустройство скважины 2G	3,2
Затраты на обустройство скважины 1N	3,2
Затраты на оборудование, не требующее монтажа	33,1

К текущим затратам относятся затраты, которые несет предприятие на всех этапах внедрения проекта. Рассмотрим текущие затраты для реализации проекта, в которые входит ряд затрат на добычу 1 т. нефти (табл.2).

Таблица 2

Текущие затраты

Показатели	руб.т.
Удельные по мехдобыче жидкости	30,4
Удельные переменные по жидкости	2,33
Удельные переменные по нефти	5,02
Удельные переменные по закачке	16,2
Удельные базовые на скважину	1460,38

Результатами внедрения проекта являются прогнозные показатели добычи нефти [3].

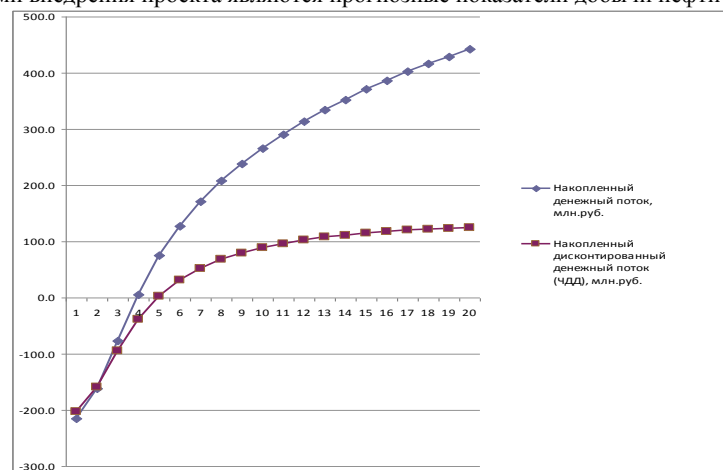


Рис. 1. Динамика изменения ЧДД и накопленного денежного потока

По графику видно, что срок окупаемости проекта наступает через пять лет после внедрения проекта, когда накопленный денежный поток равен нулю.

Для того чтобы сделать вывод об экономической эффективности проекта, необходимо соблюсти следующие условия:

- ЧДД > 0;
- ИД > 1;

- ВНР > d (ставка дисконтирования, равная 12%).
- Проверим выполнение данных условий при расчете экономической эффективности предлагаемого проекта:

Таблица 4

Выполнение условий экономической эффективности проекта

Показатель	Значение	Выполнение условия
ЧДД	125 млн.руб.	125 > 0
ИД	1,6	1,6 > 1
ВНР	26%	26% > 12%

Таким образом, все условия определения экономической эффективности проекта выполнены, и можно сделать вывод, что предлагаемый проект является инвестиционно привлекательным и рентабельным.

Итак, в данной работе было выполнено обоснование экономической эффективности ввода скважин в эксплуатацию. Получены следующие показатели: чистый дисконтированный доход от реализации разработанного проекта равен 125 млн. рублей, индекс доходности проекта – 1,6, а внутренняя норма рентабельности проекта – 26%. Также с помощью графика динамики изменения чистого дисконтированного дохода и накопленного денежного потока и произведенных расчетов выяснили, что срок окупаемости проекта составляет 5 лет, это значит, что по истечении данного периода проект будет приносить предприятию чистую прибыль.

Анализ экономических показателей (чистый дисконтированный доход, индекс доходности, внутренняя норма рентабельности, срок окупаемости проекта) позволяет сделать вывод, что предлагаемый проект является экономически эффективным и рекомендуется к внедрению.

Литература

1. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 84
2. Дунаев В.Ф. Тексты лекций по дисциплине «Налоговые системы». Москва: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.
3. Отчёт о результатах гидродинамического моделирования и адаптации модели. Мегион, Геологический научно-аналитический центр, 2013 г.
4. Справочник капитальных и текущих затрат на строительство скважин. Отдел перспективного планирования и экономического анализа Департамента стратегического развития и инвестиционных проектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», 2013г.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОПЛАТЫ ТРУДА И МОТИВАЦИИ ПЕРСОНАЛА В
ООО «МЕГИОНСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ»**

Н.В. Сёмочкина

Научный руководитель профессор Е.В. Нехода

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, Томск

Одним из важнейших аспектов, влияющих на эффективность работы персонала, является стимулирование, определенная модель которого существует в любой организации. Она представляет собой взаимосвязанные элементы материального и нематериального стимулирования, которые побуждают работников к высокопроизводительной трудовой деятельности, обеспечивая тем самым продуктивную работу всей системы.

Установление оптимального уровня оплаты труда и стимулирования персонала в организации необходимо для обеспечения стабильности и конкурентоспособности деятельности предприятия, формирования стабильного состава персонала, привлечения квалифицированных кадров, повышения производительности труда работников, формирования лояльности сотрудников своей компании, оптимизации структуры затрат на персонал.

Руководство организации может разработать планы и стратегии, найти оптимальные структуры и создать эффективные системы передачи и обработки информации, установить в организации самое современное оборудование и использовать самые лучшие технологии. Однако все это будет сведено на нет, если члены организации не будут работать должным образом.

Для эффективной деятельности организациям необходимо очень обстоятельно прорабатывать вопросы организации труда в части их зависимости от результатов трудовой деятельности и индивидуального вклада работника.

Один из способов не допустить застоя в делах – введение системы КРІ для стимулирования сотрудников и контроля их деятельности.

Система КРІ является одной из новых систем стимулирования и вознаграждения персонала, которая позволяет привлечь и удержать ценных сотрудников, а также повысить их результативность.

Система ключевых показателей эффективности (КРІ) дает возможность измерить и оценить вклад отдельного сотрудника каждого структурного подразделения организации в результаты деятельности компании в целом за отчетный период.

Сущность данной системы премирования заключается в том, что ключевые показатели эффективности (Key Performance Indicator - KPI) разрабатываются путем постановки конкретных задач на год для всех подразделений компании и являются основой для начисления ежегодных индивидуальных премиальных выплат. При этом KPI должны отражать роль каждого подразделения в работе по достижению целей и задач, стоящих перед предприятием в целом.

Общество с ограниченной ответственностью «Мегионское управление буровых работ» старейшее в Западной Сибири буровое предприятие, в жизни которого наступил стабильный период: ясна стратегия развития бизнеса, наработаны необходимые связи с партнерами, а персонал прекрасно себя чувствует, занимаясь текущими проблемами. В то же время в Обществе прослеживается уравнильность в оплате труда и премировании персонала. В связи с этим существующая система оплаты труда и стимулирования персонала требует совершенствования в соответствии с современными тенденциями развития.

Целью исследования является разработка рекомендаций по совершенствованию системы оплаты труда и стимулирования персонала ООО «МУБР» на основе анализа и оценки уровня заработной платы, ее составляющих, исследования премиальной части заработной платы в Обществе.

Предметом исследования является механизм формирования заработной платы на предприятии. Объектом исследования – Общество с ограниченной ответственностью «Мегионское управление буровых работ».

Выбор организацией той или иной системы стимулирования персонала, формы оплаты труда зависит от многих факторов, но в любом случае выбранная система должна отражать стоящие перед предприятием стратегические цели, управленческую философию его руководителей, традиции, а также учитывать находящиеся в его распоряжении ресурсы и материальные интересы работников.

Анализ существующей системы оплаты труда и стимулирования в ООО «МУБР» показал, что в Обществе используются разнообразные инструменты материального и нематериального стимулирования, такие как: сдельная форма оплаты труда, доплата за работу в ночное время, за работу во вредных условиях труда, за работу в особых условиях труда; доплата за совмещение профессий (должностей), увеличение объема работ, исполнение обязанностей временно отсутствующего работника; надбавка за профессиональное мастерство; надбавка за наставничество; выплата ежемесячных и единовременных премий, вознаграждения по итогам работы за год; добровольное медицинское страхование; санаторно-курортное лечение; негосударственное пенсионное обеспечение; награждение работников знаками отличия в труде и др.

В целом можно отметить, что система оплаты труда и стимулирования персонала в ООО «МУБР» достаточно развита, но помимо достоинств есть и недостатки. К выявленным недостаткам, в частности, можно отнести следующее – распределение годовой премии на основе численности структурных подразделений и мнения руководителя, что при достаточно высоком удельном весе премии в общем объеме выплат снижает мотивацию сотрудников.

В связи с этим, в качестве направления совершенствования системы оплаты труда и стимулирования персонала была выбрана система распределения годового вознаграждения на базе KPI, поскольку разработанные в рамках системы KPI ключевые показатели эффективности позволяют объективно оценить эффективность работы каждого подразделения, и каждого отдельного работника.

Предлагаются следующие ключевые показатели эффективности на примере буровой бригады, так как данное подразделение вносит наибольший вклад в получение прибыли организации:

выполнение графика по проходке,

качественное обслуживание и правильная эксплуатация бурового оборудования,

нарушения правил охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности.

На сегодня система стимулирования персонала на базе KPI, считается одной из самых эффективных, так как позволяет подкрепить интерес сотрудников к достижению высоких индивидуальных результатов и решению поставленных задач только путем их привязки к денежному вознаграждению, выплачиваемому при достижении результатов.

Данная методика позволяет поощрять в большей степени тех сотрудников, которые уже добились существенных результатов - перевыполнение установленных показателей, и одновременно стимулирует остальных сотрудников прилагать больше усилий к достижению поставленных целей и задач, т.к. от этого зависит размер «тринадцатой зарплаты», которую они получают по результатам отчетного года

На основе опыта ряда российских организаций, внедривших в свою деятельность систему KPI, был спрогнозирован рост производительности труда на 1,5% за счет стимулирования трудовой активности персонала, снижения текучести кадров, закрепления высококвалифицированных специалистов.

Литература

1. Армстронг М. Оплата труда: Практическое руководство по построению оптимальной системы оплаты труда и вознаграждения персонала. – Днепропетровск: Баланс Бизнес Букс, 2009.
2. Ильин, Е.П. Мотивация и мотивы: учеб. пособие для вузов / Е.П. Ильин. - СПб.: Питер, 2009.
3. Исламгалиева Е.Р. Современные системы оплаты труда: уч. пособие. – М.: Нефтега, 2012.
4. Коллективный договор ООО «МУБР» на 2010 – 12 гг.
5. Положение об оплате труда работников ООО «МУБР».
6. Положение о дополнительном материальном стимулировании работников ООО «МУБР» премией руководителя.
7. Положение о ежемесячном премировании работников ООО «МУБР».

СУПЕРВАЙЗИНГ КАК МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА РАБОТ, УСЛУГ

А. В. Сизов

Научный руководитель проф. Г. Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из направлений совершенствования организации труда в настоящее время является супервайзинг. Термин произошел от supervise (в пер. с англ.) означает наблюдать, контролировать. Данная деятельность возникла в США в 70-х годах 20 века и была напрямую связана с необходимостью контроля за персоналом. Супервайзеры выполняли надзорные функции, административные задания, с целью повышения эффективности работы персонала, снижения допускаемых ошибок на производстве. Супервайзинг в РФ был сформирован стихийно в нефтегазовой отрасли, как буровой супервайзинг и существенно отличался от западной модели супервайзинга.

Согласно Гражданскому кодексу РФ Заказчик вправе осуществлять контроль и надзор за ходом и качеством выполняемых работ, а в целях осуществления контроля и надзора за строительством может заключить договор об оказании услуг соответствующим инженером (инженерной организацией), также согласно Правилам Госгортехнадзора России для обеспечения строительства опасного производственного объекта заказчик назначает технический надзор за проведением строительно-монтажных работ. Таким образом супервайзинг представляет собой разновидность возмездной услуги, которая оказывается независимым юридическим или физическим лицам и состоит в представительстве интересов заказчика при осуществлении мониторинга за проведением работ оказанием услуг на предмет соответствия перечисленных технологическим нормативам, установленным государственными надзорными органами, отраслевыми руководящими документами и регламентами. Супервайзинг как сфера деятельности имеет три разновидности. Первой является внутренний супервайзинг, который представляет собой внутреннее подразделение в организации оказывающее услуги контроля. Второй разновидностью является внешний супервайзинг, подразумевающий привлечение заказчиком специализированной сервисной организации. Третий вид супервайзинга смешанный, при котором собственное супервайзерская служба контролирует работу привлеченной сервисной фирмы, а в отдельных случаях подразделение выступает оппонентом работая параллельно с привлеченным сервисом[1].

Основной целью при заключении договоров на оказание супервайзерских услуг является снижение рисков или предотвращение возможных убытков, на практике же супервайзинг решает следующие производственные задачи:

Контроль за повышением стоимости оказания услуг. Для нефтегазовой отрасли характерна высокая стоимость геологоразведочных работ, поэтому все выполняемые работы должны быть целесообразны и носить объективный характер.

Операционный контроль. Супервайзерами проверяется соответствие последовательности и состава выполняемых технологических операций технологической и нормативной документации, Соблюдение технологических режимов, установленных технологическими картами и регламентами, оценка качества выполнения операций и их результатов.

Отчетность супервайзера (как промежуточная, так и заключительная) имеет доказательственное значение при возникновении спора между подрядчиком и заказчиком. При рассмотрении претензии в суде эти документы могут свидетельствовать о правильности технологических действий подрядчика или же наоборот опровергать её[2].

Важным преимуществом и отличительной чертой супервайзера, как представителя заказчика является его независимость как от подрядчика так и от заказчика, объективность суждений которого может связана с технически неверными решениями. Подобное положение гарантирует беспристрастность и объективность суждений супервайзера и выгодно отличает его от иных контролеров. Внутренний супервайзер не всегда в достаточной мере автономен от своих коллег и начальства, что может привести к сокрытию фактов нарушений, и запоздалому выявлению признаков технологических отклонений.[3] Тут же следует отметить, что у супервайзера отсутствуют полномочия на совершение каких-либо юридических действий от имени заказчика, за исключением права приостановки выполнения работ.

Следует также отметить что супервайзерский контроль по своей природе не является ни авторским ни техническим надзором по ряду причин. Особенно актуально это проявляется для супервайзинга бурения. Супервайзинг отличен от авторского надзора тем, что организация супервайзер не является разработчиком проектно-сметной документации на объект строительства, что является обязательным при авторском надзоре. Основное отличие от технического надзора кроется в том, что организация супервайзер не ведет контроль за сроками и стоимостью строительства на соответствие проектно-сметной документации. Но организация супервайзер может оказывать услуги разностороннего характера по договоренности с заказчиком. Супервайзер может заниматься приемкой купленного заказчиком оборудования и материалов в то время как технический контроль может лишь запрашивать подтверждающие документы о качестве применяемых материалов подрядчиком. Технический контроль не инспектирует правила складирования материалов и оборудования, но может вести контроль над устранением дефектов в проектной документации, выявленных в процессе строительства.[4]

Весомым аргументом следует отметить наличие финансовой и юридической ответственности сервисного предприятия за результат своей деятельности, определенной законодательством РФ. Супервайзер

работает на договорной основе и заказчик имеет возможность управлять качеством работ, назначая штрафные санкции и бонусы подрядчику мотивируя стороны к добросовестному исполнению своих обязанностей.

Таким образом, супервайзинг представляет собой процесс строящийся на независимости участвующих в экономическом процессе сторон, посредством которого происходит достижение соответствия фактических результатов, гипотетическому идеалу. Что делает этот процесс незаменимым при организации входного контроля качества услуг.

Литература

1. Дорошук, Н., Рабочая книга супервайзера. — СПб.: Питер, 2006. — 188 с.
2. Балаба, В. И. Инспекционный контроль и буровой супервайзинг как формы оценки соответствия // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. — 2005. — № 4. — с. 19-26.
3. Крутов А. Л., Мамаев Д. А. Внутренний супервайзинг и обеспечение качества // Приборы и системы разведки геофизики — . — 2011. — № 1. — с. 33-35.
4. Аккуратов О., Черемисина Е., Галуев В., Каплан С. Супервайзинг как лекарство от брака. // Нефтесервис. — . — 2009. — Весна. — с. 51-53.

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ СТРОИТЕЛЬНОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ ВСТУПЛЕНИЯ РОССИИ В ВТО

С.В. Сизов

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2012 г. Россия стала членом ВТО, что повлекло за собой ряд как положительных, так и отрицательных последствий для строительной отрасли РФ.

1. Анализ тенденции развития строительной отрасли в РФ
2. Тенденции экспорта и импорта строительных услуг
3. Плюсы и минусы участия России в ВТО для строительной отрасли

Роль строительной отрасли в национальной экономике определяется тем, что строительная продукция является основой экономического роста государства, где главным условием становится расширенное воспроизводство, которое обеспечивается за счет инвестиций и строительства новых мощностей и объектов.

Таблица 1

Показатели развития строительной отрасли

Показатели	2005	2008	2009	2010	2011
Объем работ, выполненных по виду деятельности «Строительство» (в факт. действ. ценах), млрд. руб.	892,8	2182,5	1880,9	2040,6	2381,7
В процентах от общего объема работ	50,9	48,2	47,0	46,5	46,3
Среднегодовая числ. работников, тыс. человек	2816,2	3295,7	3034,0	3061,9	2786,6
Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата, руб.	11673	23502	23186	27213	30827
Инвестиции в основной капитал, направленные на развитие строительства, млрд. руб. (в фактически действовавших ценах)	172,7	663,5	696,2	770,1	1033,6
Удельный вес инвестиций в строительство в общем объеме инвестиций в основной капитал, процентов	6,0	9,9	11,5	11,6	12,3
Степень износа основных фондов в строительстве (на конец года), процентов	44,6	47,9	46,5	45,5	46,8
По экономике в целом, процентов	45,2	46,3	46,2	45,3	45,3

В состав строительного комплекса входят различные организации: осуществляющие регулирование строительного комплекса, контроль соблюдения требований строительных норм и правил, выполняющие инженерные изыскания и разрабатывающие проектную документацию для строительства — архитектурно проектные и проектно изыскательские организации; разрабатывающие новые инженерно-технические решения, новые материалы и конструкции, новые технологии производства строительных материалов, производящие строительные материалы, выполняющие виды строительных и монтажных работ при возведении зданий и сооружений [3].

Ниже представлены показатели развития строительства (табл. 1). [6]

Оперативным индикатором состояния строительного сектора является объем строительных работ. До кризиса темпы его роста составляли в среднем около 15% в год, при этом они опережали рост в сельском хозяйстве и промышленности. В послекризисный период отрасль вернулась к прежним темпам роста. Доля строительства в ВВП в 2011 г. составила 9,1% (в 2010 г. — 5,7%, в 2009 г. — 6,2%).[5].

На рынке строительства функционирует 209,2 тыс. строительных организаций, в том числе 172,8 тыс. субъектов малого предпринимательства, из которых более 80% — микропредприятия со средней численностью работающих до 15 человек. (таблица 2)

Таблица 2

Основные показатели деятельности малых строительных организаций в 2011 г. [6]

	Малые предприятия	в том числе микропредприятия
Число предприятий (на конец года), тыс.	202,6	172,8
Среднесписочная численность работников (без внешних совместителей), тыс. человек	1427,9	479,4
Средняя численность внешних совместителей, тыс. человек	102,8	49,2
Средняя численность работающих по договорам гражданско-правового характера, тыс. человек	50,5	11,5
Отгружено товаров собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами, млрд. руб.	2000,1	561,3

В строительном комплексе наблюдается значительное увеличение объемов экспорта и импорта строительных услуг (таблица 3).

Таблица 3

Экспорт и импорт строительных услуг Российской Федерации, млн. долл. США [6]

	2000	2005	2008	2009	2010	2011
Экспорт строительных услуг — всего	170	2209	4663	3293	2625	3119
в том числе в страны СНГ	10	79	475	263	205	464
Импорт строительных услуг — всего	406	4034	8839	4470	4382	5655
в том числе из стран СНГ	39	101	444	160	676	790

К ним относятся работы: по сооружению строительных объектов, включая работы, предшествующие строительству (исследование и подготовка строительного участка и т.д.), работы по возведению зданий и сооружению объектов гражданского строительства, специальные строительные работы (закладка фундамента, кровельные, бетонные работы и др.), монтаж оборудования, строительные и отделочные работы завершающего цикла, работы по прокладке различных коммуникаций, включая линии связи, а также работы по ремонту зданий, помещений и сооружений (железнодорожных путей, автомагистралей, конструкций и сооружений в морских портах, аэропортах и др.) [6].

Как видно, в 2005 г по сравнению с 2000 г. объемы экспорта и импорта возросли в 13 и 10 раз соответственно. В кризисные годы наблюдался значительный спад, особенно по импорту, однако в 2011 г. наметилась положительная динамика.

Российский строительный рынок является привлекательным для иностранных инвесторов. По данным консалтинговой компании «Jones Lang LaSalle», доля иностранных инвестиций в российскую строительную отрасль составляет порядка 15%. [1]. Прибыли от капиталовложений в недвижимость в России примерно в 2-3 раза выше, чем в среднем по Европе. Средняя прибыль от одного проекта на рынке строительных услуг в России составляет до 15%, тогда как в Европе она не превышает 5%. Иностранные инвесторы охотнее всего вкладываются в объекты коммерческой недвижимости. Они быстро окупаются (за 3-4 года) и приносят хорошую прибыль [1]. В целом число иностранных компаний на российском рынке коммерческой недвижимости внушительно.

Вступление России в ВТО, безусловно, скажется на российском рынке недвижимости, который станет объектом повышенного интереса со стороны как западных, так и азиатских строителей и девелоперов после открытия торговых границ.

Постоянно растущий спрос на жилые метры со стороны населения и довольно высокая норма прибыли по сравнению с европейскими рынками приведет к приходу в Россию крупных игроков. Средним и мелким компаниям зайти на закрытый и монополизированный рынок будет очень непросто.

Приход крупных иностранных девелоперских корпораций и инвестиционных фондов приведет к резкому ужесточению конкуренции, что может первоначально вызвать некоторое снижение цен на квадратные метры, однако затем произойдет оживление рынка, рост спроса и последующее повышение стоимости. Более дешевые деньги, которые принесут с собой иностранные банки, сделают жилье доступнее, но снижение ставок на ипотеку разогреет рынок и снова раскрутит ценовую спираль [2].

По прогнозам экспертов от вступления в ВТО может пострадать рынок строительных материалов. Возможно увеличение импорта строительных материалов по более низкой цене (из Китая и Турции). Как следствие, повышение конкуренции на российском рынке строительства с различными последствиями, например, снижение темпов роста цен на стройматериалы, увеличение присутствия иностранных компаний в России, повышение качества продукции [4].

Основной болевой точкой данного рынка является отсутствие технических регламентов, регулирующих качество производимой продукции. При этом стройматериалы, производимые на внутреннем рынке дороже

импортных аналогов. Если качество на иностранные стройматериалы будет идентично российским, то для потребителя выигрывать будет ценовой фактор. Следствием может стать вытеснение отечественной продукции иностранной.

Среди плюсов участия России в ВТО эксперты называют, в первую очередь, повышение конкуренции на рынке. Российских строителей этот шаг подтолкнет к повышению производительности труда, в чем пока российские строители отстают от иностранных — в 3-4 раза. Также вступление в ВТО заставит подтянуть дисциплину, сократить сроки строительства и использовать новейшие материалы и технологии [7]. Ожидается, что вступление в ВТО будет способствовать улучшению инвестиционного климата. Российскому строительному комплексу не хватает инвестиций — бюджетные средства всегда были ограничены.

Что касается развития строительной отрасли в регионах, то присоединение России к ВТО рано или поздно приведёт к приходу на региональный строительный рынок иностранных компаний с современными инновационными технологиями и высокой производительностью труда. Это ещё больше обострит проблему низкой конкурентоспособности региональных строительных компаний. Особенно актуально это для Сибири и Дальнего Востока, где рядом находятся страны с положительными практиками в области строительства, особенно Республика Корея — мировой лидер в строительстве [4].

Вступление в ВТО подразумевает облегчение участия в аукционах на строительные работы как российским предприятиям за рубежом, так и иностранным предприятиям в России. Последние должны лишь получить допуск к строительным работам в саморегулируемой организации. Правила ВТО предусматривают прозрачность в предоставлении прав на участие в тендерах на закупки (подряды) публичных властей. Поэтому вступление в ВТО дает возможности российским компаниям участвовать в тендерах за рубежом в большем, чем ранее, числе стран.[7]

Выводы:

1. Тенденции развития строительной отрасли в настоящее время показывают устойчивый рост. Доля строительства в ВВП в 2011 г. составила 9,1% (в 2010 г. — 5,7%, в 2009 г. — 6,2%). В развитии отрасли можно выделить следующие проблемы: высокая стоимость материалов, конструкций и изделий; высокие транспортные издержки, высокая степень износа основных фондов. Положительными сторонами развития отрасли являются постоянно растущий спрос на жилые метры со стороны населения и довольно высокая норма прибыли по сравнению с европейскими рынками, инвестиционная привлекательность отрасли.

2. Участие России в ВТО для строительной отрасли позволит простимулировать развитие инновационных процессов в отрасли, привлечь иностранные инвестиции; повысить требования к качеству строительства, укрупнить строительных организаций,

3. Отрицательные моменты: усиление влияния иностранных компаний вследствие прихода мировых фирм строительного бизнеса совместно с финансовыми структурами; повышение конкуренции с приходом иностранных инвесторов и в этих условиях многие компании не смогут выжить, что приведет их к банкротству и поглощению вновь пришедшими компаниями, имеющими более мощные ресурсы и лучшие условия деятельности.

Литература

1. Иностранные инвесторы на российском строительном рынке. [электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.kapital-rus.ru/articles/article/177288>
2. Миронов. В. ВТО: беда или благо для строительной отрасли и экономики в целом? [электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.interfax.ru/>
3. Овсянникова Т.Ю. Экономика строительного комплекса: Экономическое обоснование и реализация инвестиционных проектов. - Томск: Изд-во Томск. гос. архит.-строит. ун-та, 2010. – 345 с.
4. После вступления в ВТО российский строительный рынок ожидают перемены [электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.interfax.ru/realty/realtyinf.asp?id=261655&sec=1457>
5. Рынок жилищного строительства: локомотив сбрасывает скорость. Аналитический обзор. Национальное рейтинговое агентство, 2011 г. [электронный ресурс] – режим доступа: www.national.ru/uploads/rus/files/analytic/file_review/1.pdf
6. Строительство в России. 2012: Стат. сб. / Росстат. - М., 2012.- 274 с.
7. Строительный комплекс России на пороге ВТО. [электронный ресурс] – режим доступа: <http://sroportal.ru/publications/stroitelnyj-kompleks-rossii-na-poroge-vto/>

ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ В ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ (НА ПРИМЕРЕ НК «РОСНЕФТЬ»)

А.А. Тараненко

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальной проблемой нефтегазового сектора является негативное влияние деятельности добывающих компаний на состояние окружающей среды (например, нарушение почвенного покрова, загрязнение атмосферы и водных ресурсов и т.д.). Именно поэтому, особенность работы современных предприятий добывающей промышленности состоит в обязательном проведении природоохранных мероприятий. Так, например, политика НК «Роснефть» направлена на повышение информированности и ответственности по вопросам охраны труда и экологической безопасности среди работников и их семей. Компанией был разработан проект «Стратегии

обеспечения экологической безопасности ОАО «НК «Роснефть» до 2020 года», цель которого определение приоритетных направлений, мероприятий и механизмов, которые позволят повысить уровень природоохранной деятельности в компании до международных отраслевых стандартов.

Инвестиции в основной капитал на природоохранные цели не всегда могут принести ожидаемый эффект. Эффективность от проведения мероприятий по защите окружающей среды складывается из оценки эффекта и результата от их осуществления, поэтому целью данной статьи является проведение такой оценки на примере НК «Роснефть», с помощью показателей общего экологического, социального и экономического результатов.

Общий экологический результат - это снижение отрицательного воздействия на окружающую среду и улучшение ее состояния. Такое изменение может быть выражено в различных показателях: снижение объемов поступающих в атмосферу загрязнений, улучшение качества пригодных к использованию ресурсов и т.д.

Так, например, в 2012 году НК «Роснефть» продолжала разработку Методических рекомендаций по оценке совокупных выбросов парниковых газов и продолжала реализацию проектов, направленную на утилизацию попутного нефтяного газа. [2]

Таблица 1
Выбросы парниковых газов, связанные с деятельностью Компании, млн. CO₂-эквивалента [2]

	2011 г.	2012 г.
Полные прямые и косвенные выбросы, в том числе:	43,8	43,1
прямые выбросы, связанные со сжиганием топлива и утечками (область охвата 1 в соответствии с Протоколом по парниковым газам)	31,6	31,0
косвенные выбросы, связанные с потреблением закупаемой электроэнергии (область охвата 2 в соответствии с Протоколом по парниковым газам)	12,2	12,1
Выбросы от использования продукции Компании (область охвата 3 в соответствии с Протоколом по парниковым газам)	137,1	136,5

По данным таблицы, можно сделать вывод, что выбросы парниковых газов уменьшились с 43,8млн.т.CO₂ в 2011г., до 43,1млн.т. в 2012г.

Также в 2012г. в рамках проекта по реконструкции очистных сооружений было достигнуто снижение объемов сбросов загрязненных сточных вод (Таблица 2).

Таблица 2
Водопотребление, млн. м³ [2]

	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Использование воды из всех источников (всего), в том числе:	343,7	364,99	357,7
нефтедобыча	260,5	314,97	281,86
нефтепереработка	71,6	45,71	72,45
газопереработка	5,7	0,64	0,64
нефтепродуктообеспечение	3,2	1,4	1,8
сервисные дочерние общества	2,4	2,27	0,96

Общий социально – экономический результат – это повышение уровня жизни населения. Такой результат определяется с помощью социальных и экономических данных, таких как, например, увеличение продолжительности жизни, улучшение условий труда и отдыха и т.д..

В НК «Роснефть» были проведены мероприятия в области охраны труда и промышленной безопасности. Результатом, например, стало снижение уровня травматизма (Таблица 4) и снижение количества аварий на объектах (Таблица 3)

Таблица 3
Аварии на объектах НК «Роснефть» [2]

	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Количество аварий, всего, случаев	1	3	1
в том числе с экологическими последствиями	0	0	0
Количество пожаров (случаев)	8	5	5
Количество газонефтеводопроявлений (случаев)	5	4	2
Количество ЧС техногенного характера	0	0	0

По данным таблицы, можно сделать вывод о том, что всего количество аварий с 2011г. по 2012г. снизилось с 3 до 1 соответственно. Количество пожаров в период с 2010 – 2012гг. снизилось с 8 случаев до 5, а количество газонефтеводопроявлений сократилось до 2 случаев.

Таблица 4

Показатели травматизма в НК «Роснефть» и у подрядчиков [2]

	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Количество пострадавших от несчастных случаев на производстве, всего	63	56	46
в том числе со смертельным исходом	7	8	6
Количество пострадавших от несчастных случаев на производстве без учета пострадавших по вине третьих лиц	47	44	24
в том числе со смертельным исходом	7	6	4
Количество несчастных случаев в подрядных организациях на объектах ДЮ Компании	27	25	17
в том числе со смертельным исходом	14	6	9
Коэффициент смертельного травматизма (пострадавших на 100 млн часов)	2,55	2,68	2,02
Коэффициент производственного травматизма (пострадавших на 1 млн часов)	0,22	0,187	0,155
без учета пострадавших по вине третьих лиц	0,17	0,147	0,08
Число пострадавших при ДТП на 1 млн отработанных часов	0,09	0,043	0,023
без учета пострадавших по вине третьих лиц	0,036	0,02	0,01
Коэффициент потерянных дней (дней, пропущенных в связи с несчастными случаями и профессиональными заболеваниями, на 200 тыс. отработанных часов)	3,03	1,91	2,18
Коэффициент профессиональных заболеваний (общее число выявленных профессиональных заболеваний на 200 тыс. отработанных часов)	0,03	0,25	0,03

Экономические результаты – подразумевают сокращение или предотвращение потерь природных ресурсов в производственной, непроизводственной сферах и в личном потреблении.

Экономический эффект можно оценить с помощью выявления результатов природоохранной деятельности и определение влияния этой деятельности на конечные показатели работы предприятия.

Так, в НК «Роснефть» общий прирост инвестиций, вкладываемых в реализацию природоохранных мероприятий, увеличился на 26,3% с 2010г. по 2012г. (Таблица 5).

Таблица 5

Количество инвестиций и текущих расходов на реализацию природоохранных мероприятий в млрд.руб.

Показатель	2010г.	2011г.	2012г.	Изменение, %
Инвестиции и текущие расходы на реализацию природоохранных мероприятий (млрд.руб.)	13,3	17,5	22,1	+26,3

Несмотря на то, что расходы на природоохранную деятельность выросли, многие основные экономические показатели так же увеличились, например, показатель добычи нефти и чистая прибыль (Рисунок 1).

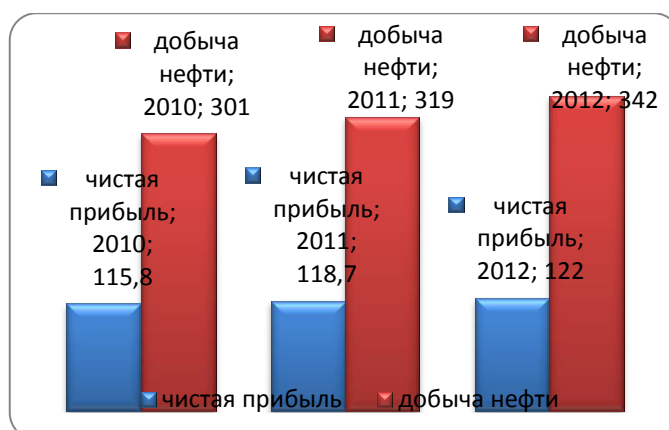


Рисунок 1. Добычи нефти (млн.т.) и чистая прибыль (млрд. руб.) [3]

Выводы:

Эффективность от проведения мероприятий по защите окружающей среды складывается из оценки эффекта от их осуществления, а именно, из оценки экологического, социально – экономического и экономического результата.

Политика управления НК «Роснефть» направлена на проведение природоохранных мероприятий и на разработку проектов, одним из которых является проект «Стратегии обеспечения экологической безопасности ОАО «НК «Роснефть» до 2020 года».

Рассмотрев экологический, социально – экономический и экономический результаты, от проведения таких мероприятий, можно сделать вывод о том, что снизилось отрицательное воздействие на окружающую среду, например, выбросы парниковых газов уменьшились с 43,8млн.т. в 2011г., до 43,1млн.т. в 2012г. и было достигнуто снижение объемов сбросов загрязненных сточных вод.

Также была замечена отрицательная динамика в показателях аварийности и травматизма на объектах НК «Роснефть». Всего количество аварий с 2011г. по 2012г. снизилось с 3 до 1 соответственно. Количество пожаров в период с 2010 – 2012гг. снизилось с 8 случаев до 5, а количество газонефтеводопроявлений сократилось до 2 случаев.

Инвестиции на реализацию природоохранных мероприятий за период 2010-2012гг. выросли на 26,3%. Несмотря на то, что расходы на природоохранную деятельность увеличились, многие основные экономические показатели выросли, например, показатель добычи нефти и чистая прибыль.

Из всего вышесказанного, следует, что проведение природоохранных мероприятий в НК «Роснефть» положительно повлияло на многие показатели деятельности компании.

Литература

1. Веб-сайт: Роснефть. [Электронный ресурс]. Отчет в области устойчивого развития ОАО Роснефть за 2012г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/68/RN_SR_2012_WEB.pdf
2. Веб-сайт: Роснефть. [Электронный ресурс]. Годовой отчет 2012 ОАО НК «Роснефть» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://fs.rts.ru/content/annualreports/1433/1/rosneft.pdf>

ХОЛДИНГОВЫЕ КОМПАНИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Р.К. Туреханов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Как известно, в настоящее время нефтегазовая промышленность в России развивается бурными темпами и имеет ярко выраженную тенденцию к улучшению состояния отрасли. С каждым годом увеличивается объем добычи нефти и газа, увеличиваются и сами компании. Чаще всего компании объединяются, чтобы быть конкурентоспособными на рынке. Актуальность темы исследования заключается в рассмотрении структуры холдинговых компаний, их достоинств и недостатков, а также в рассмотрении проблем управления в холдинговых компаниях.

В состав нефтяной промышленности России входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке и сбыту нефти и нефтепродуктов. В 2012 году добычу нефти осуществляла 301 организация. В нефтяной отрасли структуру составляют холдинговые, то есть вертикально-интегрированные компании. Самыми мощными из них являются нефтяные компании ОАО «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Славнефть», ОАО «Русснефть». Транспортировка нефти и нефтепродуктов осуществляется предприятиями акционерных компаний ОАО «Транснефть» и ОАО «Транснефтепродукт». В 2012 г., на основании оперативных отчетов компаний, переработку нефти на территории страны и промышленное производство из всех видов нефтяного сырья товарных нефтепродуктов осуществляют 64 специализированных нефтеперерабатывающих предприятия (НПЗ и

ГПЗ) такие как : ОАО «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Татнефть», ОАО «Уфимские заводы», ОАО «ТАИФ-НК» и прочие.

По итогам 2012 г. объем национальной добычи нефтяного сырья увеличился по сравнению с 2011 г. на 6,6 млн. т (+1,3%) и составил в абсолютном выражении 518,0 млн. т, установив новый максимальный уровень после распада СССР.

Географическими центрами роста нефтедобычи в Российской Федерации в 2012 году стали два региона: новые нефтедобывающие районы Восточной Сибири и Дальнего Востока и Европейская часть страны (за счет применения современных методов повышения нефтеотдачи на месторождениях традиционных добывающих регионов — Приволжского и Уральского федеральных округов). При этом наибольший прирост добычи был достигнут в регионе Восточной Сибири и Дальнего Востока +6,7 млн. т (+11,9% к уровню 2011 года). За 2012 год в регионе произведено 62,9 млн. т нефти, основной рост добычи показали вертикально-интегрированные нефтяные компании (далее – ВИНК), увеличившие добычу на 6,7 млн. т (+21,2% к 2011 году).

В результате, по итогам года рост добычи показали две группы компаний-производителей нефти (суммарно ВИНК, мелкие и средние производители). При этом: по группе ВИНК суммарный прирост добычи в сравнении с 2011 годом составил +5,5 млн. т (+1,2%); по группе малых и средних добывающих компаний прирост добычи составил +2,1 млн. т (+4,5%); операторы СРП снизили объем добычи на 1,0 млн. т (-6,6 %).

В группе ВИНК обеспечили рост добычи нефтяного сырья:

ОАО «НК «Роснефть» (+3,0 млн. т),

ОАО «ТНК-ВР» (+0,7 млн. т),

ОАО «Сургутнефтегаз» (+0,6млн. т),

ОАО «Газпром нефть» (+0,5 млн. т),

ОАО «Татнефть им. В.Д. Шашина» (+0,1 млн.т),

ОАО «Башнефть» (+0,3 млн. т),

ОАО «Газпром» (+1,0 млн. т) и ОАО «НК «РуссНефть» (+0,3 млн.т).

Снизили добычу: ОАО «ЛУКОЙЛ» (-0,8 млн. т) и ОАО «Славнефть» (-0,2 млн. т) [2].

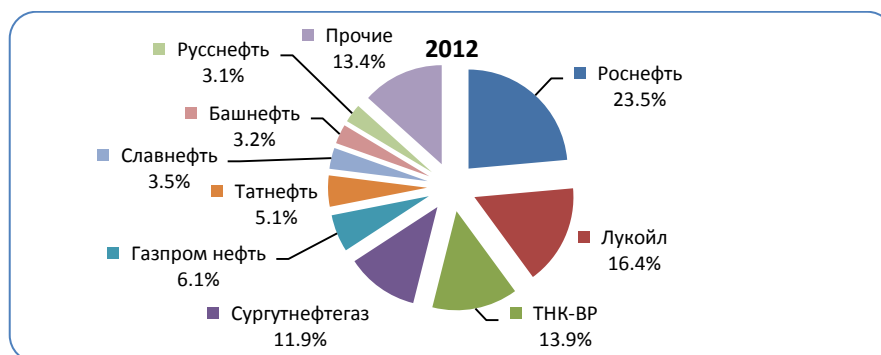


Рис.1 Добыча нефти в России 2012 г

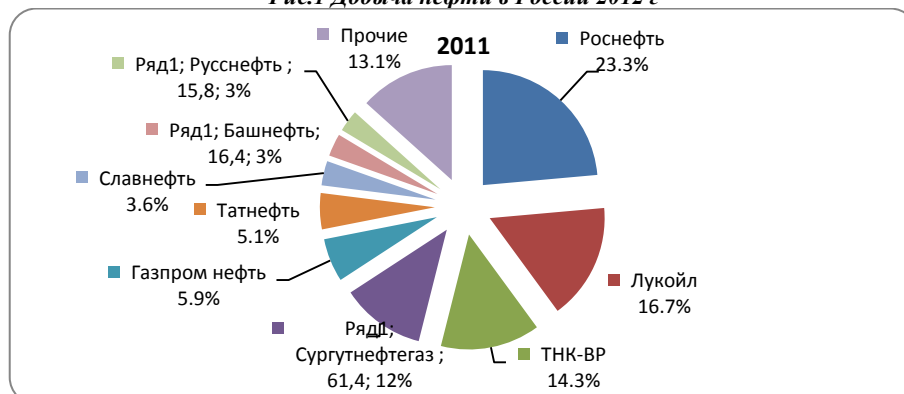


Рис.2 Добыча нефти в России 2011г

Основными факторами поддержки роста добычи нефтяного сырья в 2012 году в целом по Российской Федерации являются:

- предоставление льготного налогового режима для новых перспективных месторождений арктической части континентального шельфа, Восточной Сибири и Дальнего Востока, Охотского и Черного морей, повышающий их инвестиционную привлекательность и обеспечивающий ускорение темпов ввода в эксплуатацию и наращивание производственных показателей;
- льготный налоговый режим для месторождений с извлекаемыми запасами до 5 млн. т. нефти и выработанностью менее 5%, небольших и новых месторождений;

- расширение транспортной инфраструктуры в районе новых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока;

- сохранение уровня внешних цен на нефтяное сырье.

Лидером в России по добыче нефти остается компания «Роснефть». С каждым годом увеличивает объем добычи нефти. На 2012 год объем добычи нефти составил 122 млн.т. Акции компании размещены не только на российских биржах РТС и ММВБ, но и на лондонской LSE. Лондонская фондовая биржа - одна из крупнейших и старейших бирж Европы и один из наиболее известных мировых рынков ценных бумаг [1].

Компания проводит сбалансированную политику в области использования собственных и заемных средств и имеет действующие рейтинги Moody's (Baa), Fitch (BBB), S&P (BBB).

ОАО «НК Роснефть» заняла первое место по информационной прозрачности среди российских компаний по результатам исследования международного рейтингового агентства Standard & Poor's. Компания опубликовала очередной отчет об устойчивом развитии, который подготовлен с учетом требований международной организации Global Reporting Initiative и имеет высший рейтинг соответствия критериям GRI A+. Входит в список Fortune Global 500 – занимает 158-е место.

Компания ОАО «ЛУКОЙЛ» держится на второй позиции, добыто 84,5 млн. т за 2012 год и Сургутнефтегаз 61,4 млн.т.

Переработка нефти в России.

В 2012 г., на основании компаний, переработку нефти на территории страны и промышленное производство из всех видов нефтяного сырья товарных нефтепродуктов осуществляют 64 специализированных нефтеперерабатывающих предприятия (НПЗ и ГПЗ) такие как: ОАО «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Татнефть», ОАО «Уфимские заводы», ОАО «ТАИФ-НК» и прочие

Увеличение объемов переработки сопровождалось, в целом по Российской Федерации, наращиванием выпуска основных видов топлива, кроме дизельного топлива. При этом дифференцирование акцизов по классам топлива и выведение из оборота автомобильного топлива ниже класса 2 способствовало увеличению объемов производства высококачественных нефтепродуктов.

В 2012 г., по сравнению с предыдущим годом, на 11,8 млн т (+ 4,6%) увеличился объем переработки нефти, включая газовый конденсат, достигнув максимального после распада СССР уровня в 270,0 млн т. Наблюдалось повышение глубины переработки с 70,6 % в 2011 г. до 71,2 в 2012 г.

Продолжившийся в 2012 г. рост российской экономики способствовал увеличению внутреннего спроса на все виды топлива, соответствующего требованиям технического регламента.

Таблица 1

Потребление нефтепродуктов за 2011-2012г. Ед.из. млн.т.

Название продукта/год	2011	2012	Доля в процентах (%)
Автомобильный бензин	33,7	35,1	4
Авиационный керосин	9	9	0
Топочный мазут	23,29	23,7	1,7
Дизельное топливо	31,7	28,2	-10,8

Исходя из данных таблицы 1, необходимо подчеркнуть в первую очередь дизельное топливо. Потребление дизельного топлива за 2012 год упало по сравнению с 2011 годом и составило 28,8 млн.т, что на 10,8 % ниже. Это говорит о возможном предпочтении такого вида топлива как бензин. Потребление бензина возросло на 4 % и составило 35,1 млн.т. [2].

Увеличение внутреннего спроса на моторные топлива внутри страны в отчетном году сопровождалось снижением экспортных отгрузок этих нефтепродуктов. В 2012 г., объем экспорта нефтепродуктов составил 138 млн.т.

Таблица 2

Экспорт нефтепродуктов за 2011-2012г. Ед.из. млн.т.

Название продукта/год	2011	2012	Доля в процентах (%)
Автобензин	3,8	3,2	-19,7
Дизтопливо	39,6	41,2	3,8
Авиационный керосин	0,65	0,85	22,8
Топочный мазут	53,9	51,4	-0,5

Сократился экспорт по автобензину до 3,2 млн т, что ниже факта за 2011 г на 19,7 %, экспорт дизтоплива в 2012 г. увеличился – 41,2 млн т, что выше факта за 2011 г. на 3,8%, увеличился экспорт по керосину авиационному в 2012 г. – 0,85 млн т или на 22,8 % против 2011 г., экспорт мазута топочного – 51,4 млн т или на 0,5% ниже уровня 2011 г.

Динамика отпускных цен НПЗ России на основные виды топлива в течение 2012 г. в целом повторяла динамику аналогичных котировок внешнего рынка.

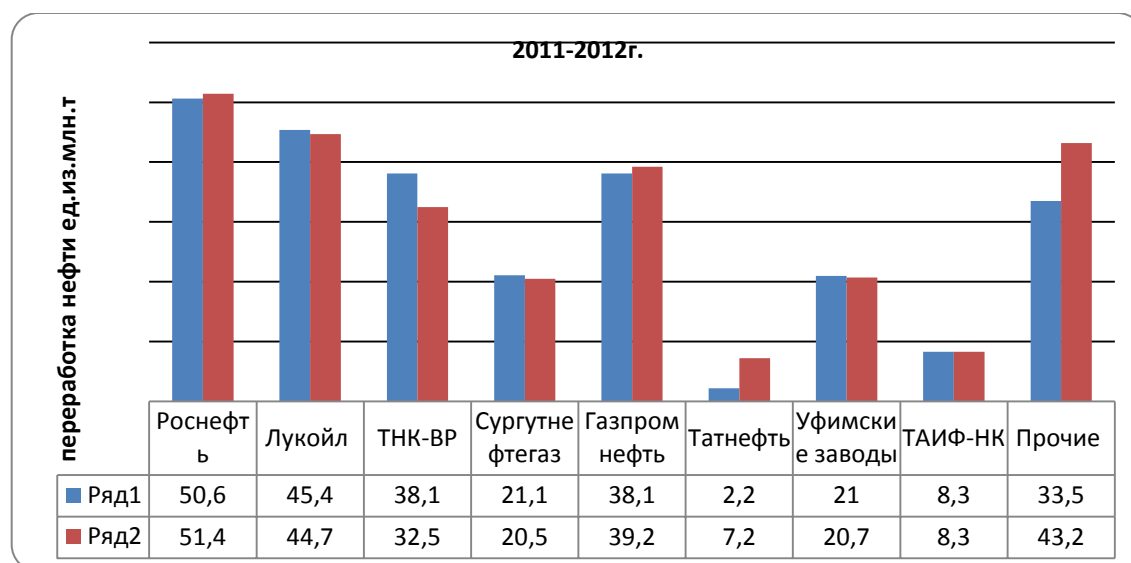


Рис. 3 Переработка нефти компаниями в России за 2011-2012г. Ед. из. Млн. т.

Как мы видим из данных диаграммы ОАО «Роснефть» стоит на первом месте. Это говорит, что данная компания и по переработке занимает лидирующую позицию. В 2012 году компания ОАО «Роснефть» переработала 51,4 млн.т, что на 0,8 млн.т больше чем в прошлом году. Компания «Лукойл» как и по добыче уступает только компании «Роснефть». В 2012 году компанией ОАО «ЛУКОЙЛ» было переработано 44,7 млн. т., а в 2011 году 45,4 млн.т этот показатель на 0,7 млн.т больше.

В структуру ОАО НК «Роснефть» входят семь крупных нефтеперерабатывающих предприятий на территории России: Комсомольский, Туапсинский, Новокуйбышевский, Куйбышевский, Сызранский, Ачинский НПЗ и Ангарская нефтехимическая компания. Суммарная проектная мощность данных заводов по первичной переработке составляет 54 млн. т нефти в год. В России Компании также принадлежат четыре мини-НПЗ в Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печоре и на юге Европейской части России суммарной мощностью 0,6 млн. т нефти в год, а также доля в Стрежевском мини-НПЗ в Западной Сибири. В Германии ОАО «Роснефть» владеет долями в четырех НПЗ мощностью 11,5 млн. т (в доле Компании) [3].

Для сравнения рассмотрим опыт управления холдинговыми компаниями в зарубежных странах.

Регион Азия - ОАЭ

Регион Европа - Норвегия

Регион Америка - США

Регион ОАЭ

Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), основанная в 1971 году, занимает лидирующие позиции в отрасли. В последнее время, основное внимание уделяется освоению новых месторождений, развитию вновь образованных месторождений нефти и газа. Нефть, переработка, распределение и сбыт нефтепродуктов и сжиженного газа постепенно отходит на второй план. ADNOC владеет двумя нефтеперерабатывающими заводами в Умм Аль-нар и Ruweis, газоперерабатывающим заводом в Habshan, распределенной сетью газовых станций на газопроводах, также производит хлор в Умм Аль-нар.

ADNOC имеет 15 дочерних компаний, работающих в различных областях нефтяной, газовой и нефтехимической промышленности.

Абу-Даби Морских Операционная Компания (ADMA-OPCO) осуществляет поиск, разработку и добычу нефти и газа на шельфе эмирата Абу-Даби и в Umm Shaif и Zakum месторождении. Весь объем добытой нефти и газа транспортируется в отель Das Остров, где хранится нефть и газ компании, для дальнейшей переработки, хранения и экспорта [4].

Национальные нефтяные компании часто критикуют, за некачественное управление и результаты поставок нефти в глобальном масштабе. Эти страны объединились в 1960 году для создания Организации Стран-Экспортеров Нефти (ОПЕК), которая координирует добычи нефти и устанавливает мировые цены за баррель. В теории, ОПЕК должна контролировать нефтяные запасы для обеспечения стабильных поставок нефти для компаний, которые обрабатывают ее для продажи по всему миру, но в действительности, ОПЕК доминирует на мировом рынке нефти, имея значительное политическое и экономическое влияние.

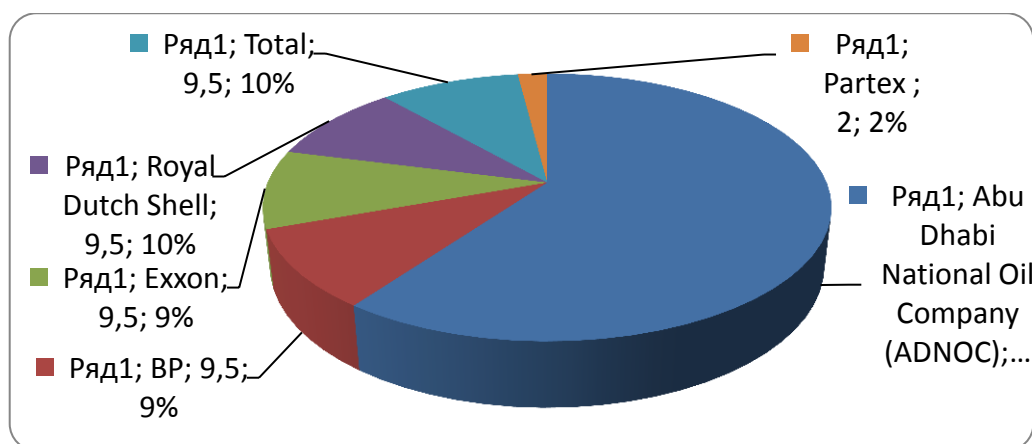


Рис. 4 Нефтяные компании в ОАЭ 2012г

Нефтяные компании в ОАЭ Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), BP, Exxon, Royal Dutch Shell, Total и Partex. Нефтяные компании в ОАЭ контролируются правительством. Нефтяные компании в ОАЭ имеют свои заводы в жизненно важных частях Эмиратов. Нефтепродукты переработанные в нефтяных компаниях ОАЭ отличаются высоким качеством. Эти компании контролируют значительную долю рынка нефти и нефтепродуктов. Более 16 % запасов мировой нефти. Компании Арабских эмиратов обладают экономическими, социальными и политическими силами, особенно в промышленно развитых странах. Национальное правительство нефтедобывающей страны контролирует 84% поставок нефти на мировой рынок [5].

Регион Европа - Норвегия

В Норвегии Министерство Энергетики (МПЭ) несет ответственность за осуществление надзора в стране нефтяных ресурсов. В Норвегии осуществляет деятельность компания «Statoil», которая принадлежит правительству. Statoil ASA была создана путем слияния компаний "Статойл" и "Норск Гидро", в октябре 2007 года. Это Международная энергетическая компания, 67% акций которой принадлежат норвежскому правительству, и является крупнейшим оператором в Норвегии, контролирующим 80% добычи нефти и газа. Данная компания работает более чем в 30 странах мира.

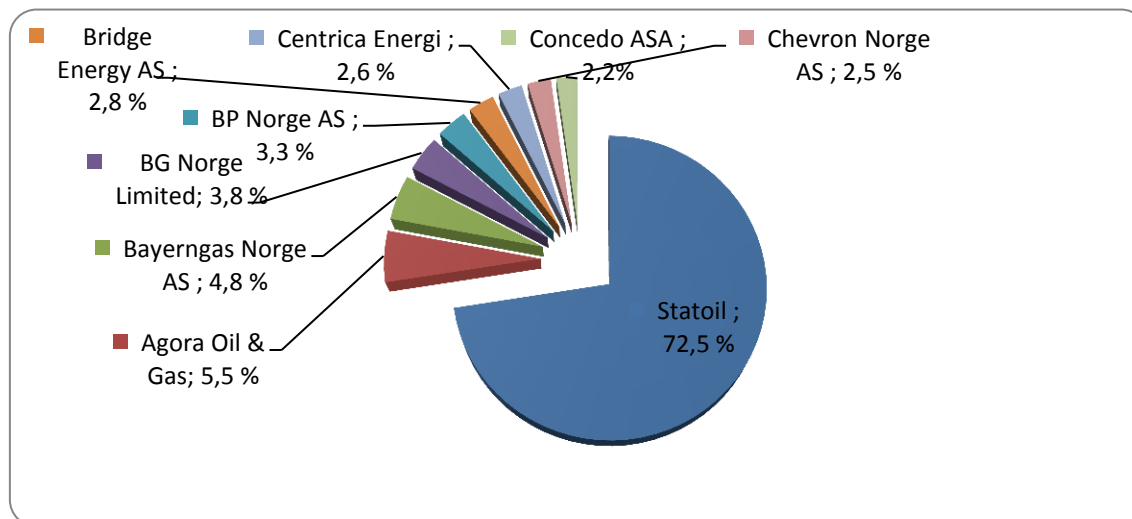


Рис. 5 Нефтяные компании в Норвегии по добыче нефти 2012 г.

Норвегия является крупнейшим в Европе производителем нефти в мире, вторая по величине в мире экспортером природного газа, и является главным поставщиком нефти и природного газа для других европейских стран. Остальные компании являются мелкими по сравнению с основной компанией. Agora Oil & Gas, Bayerngas Norge AS, BG Norge Limited, BP Norge AS, Bridge Energy AS, Centrica Energi, Chevron Norge AS, Concedo ASA [6].

Регион Америка - США

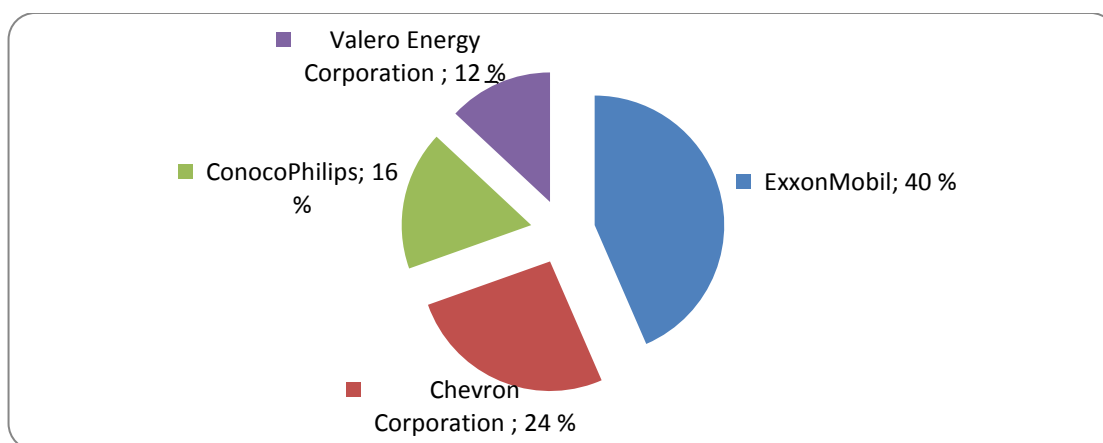


Рис. 6 Доля нефтяных компаний в Америке на 2012 г. Доля в процентах.

Exxon Mobil является крупнейшей в мире международной нефтегазовой компанией. Данная компания поддерживает экономику и повышает уровень жизни во всем мире. Организационная структура построена на концепции глобального бизнеса и предназначена, чтобы позволить ExxonMobil наиболее эффективно конкурировать в условиях постоянно меняющейся и сложной мировой энергетической отрасли.

"Шеврон" имеет крупные операции в самых важных мировых нефтегазовых регионах. Являются лидером в работе в чрезвычайно сложных средах, таких как сверхглубокие воды. Компания Chevron обеспечивает энергией человечество.

ConocoPhillips является международной интегрированной энергетической компанией. Это третья по величине в США интегрированная энергетическая компания, в зависимости от рыночной капитализации, а также доказанных запасов и добычи нефти и природного газа в Соединенных Штатах. ConocoPhillips занимает 7 позицию по доказанным запасам и является четвертым в мире переработчиком, неправительственных подконтрольных компаний [7].

В Америке зачастую правят частные нефтяные компании. Структура нефтегазового сектора построена на частных компаниях, которые реализуют продукцию.

Подводя итог, необходимо подчеркнуть управления холдинговыми компаниями в нефтяном секторе в странах отличается. У каждой страны своя специфика управления. В Норвегии и Объединенных Арабских Эмиратах картина сходится. В ОАЭ Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) занимает 60% нефтегазового сектора, а в Норвегии компания «Statoil» занимает 72,5% рынка нефти. Правительство контролирует деятельность компании. Это является особенностью то, что главная в стране компания государственная.

В США нефтяные компании в основном частные. В России государственная компания ОАО «Роснефть», которая занимает лидирующее положение в отрасли. Но незначительно опережает другие последующие компании. ОАО «Роснефть» принадлежит только 23,5%. Остальную долю занимают ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз» и т.д.

Вертикально-интегрированные компании сложно управляемы, так как много дочерних компаний, нефтеперерабатывающих заводов и т.д. Необходимо каждый раз улучшать управление в холдинговых компаниях. Государству должна принадлежать большая часть нефтегазового сектора. Все должно находиться под контролем правительства.

Литература

1. Пожарническая О.В. Конкурентоспособность компаний как основа экономического роста в сфере нефтегазодобычи // 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. Томск, 2012. Издательство: Национальный исследовательский Томский политехнический университет (Томск). 2012. С. 731-733.
2. Министерство энергетики России: нефтяной комплекс [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/oil/>.html (дата обращения: 17.02.14).
3. Годовой отчет ОАО «Роснефть» 2012 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/01/a_report_2012.pdf.html (дата обращения: 17.02.14).
4. Нефтяная промышленность в ОАЭ [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://amadlaw.com/en/ob-emiratax/ekonomika-emiratorov/neftyanaaya-promyshlennost.html> (дата обращения: 17.02.14).
5. Информационный раздел об энергетике стран в мире [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=TC.html> (дата обращения: 19.02.2014).
6. Министерство энергетики Норвегии: нефтяной комплекс [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed.html?id=750> (дата обращения: 20.02.14).
7. Top 10 международных компаний в мире [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://www.petroleum-engineering.net/top-10-international-oil-companies-in-the-world/> (дата обращения: 22.02.14).

**ПРОБЛЕМНЫЕ МОМЕНТЫ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ
СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Ю.Г. Хрячков

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экономический кризис привел к крупномасштабному сокращению доходов бюджетов всех уровней. В этой связи одним из важнейших направлений представляется совершенствование действующей системы ценообразования в строительстве, имеющей ряд существенных недостатков.

Важным элементом в инвестиционной сфере строительной отрасли является сметное нормирование и ценообразование, которое представляет собой многоплановый, динамичный процесс, который изменяется вслед за изменением законодательных и правовых основ, экономическим развитием государства и является важнейшим элементом экономических взаимоотношений всех участников инвестиционной деятельности. Это связано с тем, что в проблеме определения цен для различных участников инвестиционно-строительного комплекса перекрещиваются и сосредотачиваются все основные проблемы отрасли, а также определяются темпы и перспективы дальнейшего ее развития.

Необоснованные вложения при инвестиционном строительстве влекут за собой большие капитальные вложения и увеличение срока окупаемости объекта.

Система нормативно-правовых актов, регулирующая вопросы определения стоимости строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства, а также взаимоотношения участников инвестиционно-строительного процесса, включает в себя: Указы Президента РФ и Постановления Правительства РФ, федеральные законы, акты федеральных органов исполнительной власти. Регулирует вопросы сметного нормирования и ценообразования в строительстве система методических и нормативных документов. Фундаментом сметных нормативов являются элементные сметные нормы и укрупненные сметные нормативы (УСН). Нормативной базой для определения стоимости продукции являются ГЭСН на строительные, ремонтно-строительные, монтажные и пусконаладочные работы, отраслевые сборники сметных цен на материалы, машины и оборудование, текущий мониторинг цен, программно-методические комплексы.

В крупных предприятиях создается своя корпоративная система нормативных документов. Поэтому для научно-исследовательских и проектных институтов, подрядных организаций трудно ориентироваться в разработке обоснований инвестиций, составления бизнес-планов, проектно-сметной и другой документации для объектов строительства.

В процессе расчета сметной стоимости определяется максимальные, минимальные значения затрат и срок окупаемости капитальных вложений.

В настоящее время увеличению стоимости способствует ряд причин:

Недостаточный объем достоверной информации. Проектные институты не всегда владеют полной информацией об оборудовании, которое им требуется спроектировать. Институт закладывает расходы на монтаж и пусконаладочные работы, согласно информации, которую предоставляет завод изготовитель данного оборудования. В связи с этим происходит частичное отсутствие рабочей документации, а следственно и уменьшение точности и достоверности расчетов сметной стоимости.

Поиск оптимальной цены на материалы и оборудование. Оборудование, которое необходимо для реализации проекта, зачастую не является конкурентно способным. Заказчику и проектным институтам необходимо предусматривать и стараться находить оборудование, которое будет не монополизировано. Доставка материалов учитывается отдельной сметой и может увеличиваться из-за плохой транспортной системы.

Неэффективность конкурсных отборов. Конкурсный отбор предприятий недостаточно эффективен, т.к. происходит не по всем направлениям. Возможна передача заказа на выполнение работ без проведения конкурса. Это происходит из-за того что многие крупные организации имеют дочерние предприятия, которые могут заниматься проектными или другими видами работ необходимых для реализации строительства. Для того чтобы уменьшить стоимость строительства, заказчику необходимо повысить эффективность выбора проектных, и подрядных предприятий для выполнения строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

Приближенность сметных расчетов. В настоящее даже при полном объеме необходимой документации, точность сметных расчетов весьма низка, поскольку у проектных организаций отсутствуют объективные методики расчета (цена на материалы, передовые технологии строительства).

Несовершенство имеющейся нормативно-правовой базы. Из-за постоянно меняющихся цен на работы и оборудования, за счет введения новых технологий производства работ, не правильно производится оценка затрат на инвестиционный проект. Для решения этих задач инвестору и заказчику необходимо создание своих нормативно-методических документов, основанных на мониторинге рынка новых технологий.

Таким образом, можно обозначить, что для повышения эффективности капитальных вложений необходимо:

- 1) разрабатывать проект с конкурентоспособным оборудованием.
- 2) оптимизировать затраты, на основании выбора поставщиков между отечественными и импортными товарами.
- 3) разрабатывать на новые технологии, обновляя и дополняя сборники элементных сметных норм и единичных расценок.

4) необходимо разрабатывать организационно-экономические механизмы сдерживания роста цен. Для формирования стоимости информационных систем, в условиях неполноты информации, необходимы данные о нормах трудозатрат. Соответствующие нормы могут быть определены статистическим методом на основании данных о ранее реализованных проектах. По данным специалистов правильное определение сметной стоимости может сократить расходы на инвестиционное строительство до 20%.

Литература

1. Форум ТЭК [электронный ресурс] - режим доступа: <http://infoline.spb.ru>
2. Информационное агентство [электронный ресурс] - режим доступа <http://infoline.spb.ru/>

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

И.С. Чистякова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Специфика добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) состоит в том, что он является побочным продуктом нефтедобычи. ПНГ представляет собой смесь газо- и парообразных углеводородных и неуглеводородных компонентов, выделяющихся из нефтяных скважин и из пластовой нефти при ее разгазировании.

Проблема утилизации попутного газа является актуальной для российских компаний, работающих в нефтедобывающей отрасли. Это связано с тем, что согласно закону законодательства, предприятия обязаны доводить размер утилизируемого сырья на начало 2012 г. до 95%. На практике же это вызывает трудности [3].

Существует множество проблем, связанных с масштабным сжиганием попутного нефтяного газа. Их можно сгруппировать в основные группы: *экономические и экологические*.

Таблица 1

Добыча и использование ПНГ в России, млрд м³[1].

Компании, предприятия	Эффективное использование ПНГ				Сожжено в факелах				Добыча, всего			
	2009	2010	2011	2010/2009, %	2009	2010	2011	2010/2009, %	2009	2010	2011	2010/2009, %
Группа Газпром	3,7	4,3	4,7	13,4	1,1	2,2	2,1	112,3	4,8	6,5	6,9	35,2
Газпром	1,7	1,8	2,1	8,8	0,0	0,3	0,3	0,0	1,7	2,2	2,3	27,6
Газпром нефть	2,1	2,4	2,7	17,3	1,1	1,9	1,9	82,3	3,1	4,3	4,5	39,3
Нефтяные компании	42,0	42,9	44,1	2,2	7,8	12,8	14,2	64,8	49,8	55,8	58,3	12,0
ЛУКОЙЛ	5,9	6,6	7,2	13,0	1,7	2,0	1,9	18,0	7,5	8,6	9,1	14,2
Роснефть	6,8	6,8	7,1	0,0	2,3	5,8	6,8	148,5	9,1	12,6	13,9	38,2
Сургутнефтегаз	13,6	13,4	12,9	-1,5	0,4	0,6	0,3	31,8	14,0	14,0	13,2	-0,4
ТНК-ВР Холдинг	10,6	11,1	11,6	4,7	1,6	2,0	2,4	22,3	12,2	13,1	14,0	7,1
Татнефть	0,8	0,8	0,8	2,2	0,1	0,1	0,0	-24,3	0,8	0,8	0,9	-0,1
Башнефть	0,3	0,4	0,4	10,7	0,1	0,1	0,1	37,7	0,4	0,4	0,5	14,5
Славнефть	0,9	0,9	0,8	-6,0	0,3	0,3	0,3	27,8	1,2	1,2	1,1	1,7
Руснефть	0,9	1,0	1,0	13,6	0,3	0,4	0,6	43,4	1,2	1,5	1,7	21,2
Независимые производители	2,3	2,1	2,2	-11,1	1,0	1,5	1,7	55,3	3,3	3,6	3,9	8,6
Операторы СРП	2,1	2,6	2,3	23,7	0,2	0,3		71,5	2,3	3,0	2,7	27,7
Всего по России	47,9	49,8	51,2	4,0	9,1	15,4	16,3	70,5	56,9	65,2	67,8	14,6

Экологические – сжигание попутного газа в факелах дает около 1% всех мировых выбросов парникового углекислого газа, кроме этого это уничтожение ценных невозобновляемых природных ресурсов. Сжигание ПНГ приводит к значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах. По данным общественной организации «Экологическое движение конкретных дел», в 2006 году объем загрязнения атмосферы при сжигании ПНГ составил 12% от общего объема выбросов вредных веществ в стране. В результате сжигания ПНГ в факелах

оказывается существенное воздействие на климат. Сжигание ПНГ сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды: вокруг факела радиус термического разрушения почв колеблется в пределах 10–25 метров, растительности — от 50 до 150 метров [2].

Экономические - потери невозобновляемых ресурсов, ценного энергетического и химического сырья.

В 2011 г. валовая добыча ПНГ в России составила 67,8 млрд м³, из них сожжено в факелах 16,3 млрд м³, использовано – 51,2 млрд м³ (табл. 1), или 75,5%, около 30,3 млрд м³ (44,7% от общей добычи) было поставлено на газоперерабатывающие заводы, на собственные нужды нефтяных компаний для закачки в пласт и производства электрической энергии – 21,2 млрд м³ (31,3%) [1].

Решения:

Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 года «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» обязало нефтяников обеспечить целевой показатель сжигания ПНГ на 2012 год и последующие годы в размере не более 5%. За сверхлимитное сжигание попутного газа к нефтегазовым компаниям применяются штрафные санкции.

В 2011 г. инвестиции в эффективное использование ПНГ в России составили порядка 82,2 млрд рублей, введено около 75 объектов электроэнергетики, 171 объект по подготовке ПНГ, построено порядка 2000 км трубопроводов.

По состоянию на начало 2012 г. предписываемый уровень эффективной утилизации попутного нефтяного газа – 95% – в России используют три компании – это ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «Татнефть».

Одним из эффективных путей использования попутного газа и минимизации вредных выбросов в атмосферу является *выработка электроэнергии и тепла для обеспечения собственных нужд нефтегазовых месторождений*. Сегодня подобные проекты реализует большинство крупных представителей нефтегазового комплекса, среди которых: ЛУКОЙЛ, СУРГУТНЕФТЕГАЗ, ГАЗПРОМ, ТНК-ВР, ТАТНЕФТЬ, НОВАТЭК, ИТЕРА, ТАТЕХ и другие. Производство электричества из практически бросового сырья позволяет снизить себестоимость собственной электроэнергии месторождений в 2-3 раза по сравнению с сетевыми тарифами, что ведет к значительному снижению энергоёмкости нефтедобычи в целом и позволяет избежать экологических штрафов. На территории установки предварительного сброса воды ООО «УралОйл» в октябре 2009 года введена в эксплуатацию первая в Прикамье микротурбинная электростанция мощностью 195 кВт, способная без специальной системы очистки перерабатывать весь попутный газ Шеметинского месторождения, а это около 600 тыс. кубических метров в год.

Литература

1. Коржубаев А.Г. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть. – № 04 – 2012 [электронный ресурс] - режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-04/1>
2. Книжников А.Ю., Пусенкова Н. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – Москва, 2009. – Выпуск 1. – С. 2 – 6.
3. Кутепова Е.А., Книжников А.Ю., Кочи К.В. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Вып. 3. М.: WWF России-KPMG, 2011. – С. 11 – 16.

ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ШЕЛЬФА АРКТИКИ

И.С. Чистякова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Рост мировой потребности в углеводородном сырье и истощение его запасов на суше активизировали в последние десятилетия поисково-разведочные работы в акваториях морей и океанов, приведшие к существенному росту морской нефтегазодобычи. В последние годы доля морской нефти и газа от мирового объема добычи превышает 30%.

Особенность шельфа Арктики:

Обеспеченность крупномасштабными запасами полезных ископаемых.

Штокмановское газоконденсатное месторождение. Объем его запасов составляет 3,9 трлн м³, что превышает годовой уровень потребления газа в мире (рис.1) [1].

Располагает значительными морскими биологическими ресурсами. Эти ресурсы представляют особую ценность, так как по сравнению с запасами углеводов являются восполняемыми и при правильной эксплуатации могут составить основу хозяйственной деятельности и обеспечить условия успешного экономического развития территорий.

Уникальный ресурсный потенциал российской Арктики усиливает геополитические позиции России в мировом сообществе, способствует её полноценной интеграции в мировое хозяйство и получению наибольшей выгоды для национальной экономики.



Рисунок 1 - Штокмановское месторождение [1]

Однако существуют проблемы:

Загрязнение вод Арктики. Основные источники загрязнения: добывающая промышленность и транспорт, военные объекты. Основные загрязнители: нефтепродукты, фенол, соединения тяжелых металлов, азот.

Добыча нефти в суровых условиях Крайнего Севера, где паковые льды и айсберги представляют серьезную опасность для буровых платформ – задача чрезвычайно сложная и крайне рискованная. А разлив нефти здесь может обернуться *экологической катастрофой* колоссальных масштабов.

Геологическое строение и нефтегазоносность российского шельфа Арктики недостаточно изучены сейсморазведкой и бурением.

Таблица 1

Данные по извлекаемым ресурсам углеводородов Арктических морей на 2008 г. [2]

	Нефть, млрд т	Газ, трлн м ³
Арктика	21,0 – 46,0	36,5 – 83,0
Гренландия (Дания) Море Баффина, Гренландское море, Девисов и Датский проливы	0,5 – 1,0	0,5 – 1,5
Норвегия Норвежское и Баренцево моря	5,0 – 8,5	3,0 – 4,0
Канада	3,5 – 9,5	6,5 – 18,5
Арктические о-ва, море Баффина	1,5 – 3,0	5,0 – 9,0
море Бофорта – дельта реки Маккензи	2,0 – 6,5	1,5 – 9,5
США море Бофорта, Чукотское море	1,0 – 3,0	1,0 – 2,0
Россия	11,0 – 24,0	25,5 – 57,0
Баренцево море	3,0 – 8,0	9,0 – 13,0
Карское море	5,0 – 6,0	10,0 – 30,0
Море Лаптевых	0,5 – 2,0	1,5 – 2,0
Восточно-Сибирское море	2,0 – 6,0	3,5 – 8,0
Чукотское море	0,5 – 2,0	1,5 – 4,0

Экстремальные условия жизнедеятельности (максимально суровые природно-климатические условия: низкие в течение всего года температуры, сильные ветры и метели, плотные туманы, вечная мерзлота, продолжительная полярная ночь и полярный день, ледяной покров морей и устьев рек в течение более полугода и т.д.), максимальная площадь, хрупкость и уязвимость природного баланса экосистем.

Для поставленных проблем существуют следующие решения:

- Программа по уборке Арктики (Старт Программы был объявлен Владимиром Путиным на Первом международном арктическом форуме «Арктика – территория диалога» в 2010 г.). На острове Земля Александра в текущем году проходят основные работы по очистке территорий от накопленных загрязнений прошлых лет, уборка бывших складов нефтепродуктов, строительного и бытового мусора [3].

- В России в 2010 – 2012 гг. выдан ряд лицензий на большие участки северных акваторий ОАО «НК «Роснефть» (суммарно более 90 тыс. км² в Баренцевом и Печорском морях и 128 тыс. км² в Карском море) и ОАО «Газпром» и ОАО «Новатэк» на несколько меньших по площади участков в Обской и Тазовской губах. В 2012 г. ОАО «НК «Роснефть» после приобретения 100% акций ЗАО «Синтезнефтегаз» и 50% акций ЗАО «Арктикшельфнефтегаз» фактически стала контролировать Адмиралтейский, Пахтусовский (11,3 тыс. км²) и Медынско-Варандейский (2,8 тыс. км²) участки. Таким образом, ОАО «НК «Роснефть» предстоит проводить

комплексные исследования и освоение 232 тыс. км² высокоперспективных акваторий Арктики, что почти равно площади Великобритании [4].

- Разработкой Штокмановского месторождения занимается ООО «Газпром нефть шельф» с помощью двухфазного потока. Концепция двухфазного потока предполагает доставку газа и газового конденсата с месторождения на берег с последующим разделением их на берегу.

- Российский спутниковый оператор «Газпром космические системы» использует суперкомпьютерный информационно-вычислительный комплекс Томского госуниверситета (ТГУ) для мониторинга территории Арктики [5].

- По заказам компаний нефтегазового профиля научно-исследовательские суда РАН выполняют значительный объем морских геолого-геофизических и экологических исследований в акваториях России и Мировом океане, включая мониторинг разработки месторождений нефти и газа [6].

Литература

1. Штокмановский проект - [электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/>
2. Касаткин Р.Г. Перспективы развития шельфовых месторождений нефти и газа в мире// Российский внешнеэкономический вестник. - № 1. – 2008. С. 60
3. Пресс-служба Минприроды России Очистка Арктики // Разведка и охрана недр [электронный ресурс] - режим доступа: <http://rion-journal.com/2012/09/ochistka-arktiki/>
4. Богоявленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы. Морской сборник. М.: ВМФ, 2010, №9. – С. 53 – 62.
5. Арктику будут контролировать в Томске: электронный журнал «Честное слово» - [электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.chslovo.com/index.php?idst=17204>
6. Богоявленский В.И. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики - [электронный ресурс] - режим доступа: <http://burneft.ru> Бурение и нефть. – № 11 . – 2012.

НОВЫЕ ИГРОКИ НЕФТЯНОГО РЫНКА

Щекач Е.В.

Научный руководитель профессор Боярко Г.Ю.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время мировая нефтяная промышленность терпит ряд крупных изменений, которые значительно влияют на саму структуру индустрии. В постоянно меняющемся мире изменения затрагивают и такую огромную и важную часть промышленности, как нефтяная отрасль.

Новый порядок в мировой энергетике строится под влиянием целого ряда факторов: изменяется роль ОПЕК, Китай выбился в лидеры мировой энергетике, добыча природного газа увеличивает показатели, подъем африканской нефти, семь компаний-гигантов теряют ведущие позиции, международные достижения китайских нефтяных предприятий и т.д.

Запасы нефти на земле, чрезвычайно ценное сырье для нефтехимических производств, а также источник энергии, в определенной степени ограничен. Сроки их исчерпания в целом и в отдельных нефтесодержащих регионах планеты составляют не более 100 лет. [7] С увеличением цен на нефть и политикой правительств, ограничивающей выработку углекислого газа, автомобильная индустрия, составляющая половину потребителей нефтяного рынка, имеет тенденцию к поиску более эффективного и дешевого топлива, заменяющего нефтепродукты. Страны Южной и Центральной Америки активно развивают химическую промышленность и вводят в топливное использование спирты – этанол и метанол, Европейские страны развивают электрические двигатели и биотопливо. [5]

Так или иначе, глобальный нефтяной рынок остается одной из ведущих экономических единиц, и в настоящее время происходит не слишком заметная на первый взгляд революция, которая ведет к коренным преобразованиям в формировании нового порядка мировой энергетике.

В частности, самым влиятельным фактором стало то, что главные игроки в энергетике больше не находятся на Ближнем Востоке. Энергетическое доминирование Ближнего Востока постепенно отходит на задний план. В Бразилии были открыты немалые месторождения нефти на шельфах. [3] В Канаде и Венесуэле находятся крупнейшие в мире запасы тяжелой нефти. Мексика и Колумбия заявляют о себе на энергетическом рынке. Что касается США, в настоящее время они больше экспортируют, чем импортируют.

Меняются и соотношения сил на Африканском континенте. В этом регионе раньше самыми крупными экспортерами газа и нефти были только Нигерия, Ливия, Габон и Алжир. В настоящее время положение поменялось. Все больше и больше африканских государств начинают играть заметную роль в нефтяном секторе. Республика Конго, Ангола, Гана, Судан и Уганда стали быстроразвивающимися нефтяными государствами. В настоящий момент добычей нефти и газа занимаются не менее 17 африканских стран, и континент стремительно наращивает присутствие на энергетических рынках. [6]

Африка является самым молодым регионом добычи топлива. На континенте сосредоточено 3,5 % мировых топливно-энергетических ресурсов, [6] при этом регион еще далеко не полностью изучен геологически. Главным приоритетом политики развитых стран является стремление сделать нефтяные запасы континента

альтернативой ближневосточной. В пользу «африканского» выбора в развитии мировой добычи топлива говорит несколько факторов. Во-первых, в энергообеспеченных странах региона, за исключением Нигерии, нет мусульманских экстремистов, готовых поставить под удар экспорт энергоресурсов. Во-вторых, близость и дешевизна доставки углеводородов как через систему трубопроводов в ЕС, так и морским путем, в страны Западной Европы и США. По данным на 2010 год в регионе сосредоточено 9,5 % мировых запасов нефти. [1]

Последние несколько десятилетий нефтяной сектор контролировался семью крупнейшим предприятиями, которые были названы «семью сестрами» (Exxon, Shell и т.д.). Эти компании держали под контролем всю производственную цепочку, от разведки месторождений до конечной реализации продукции среди потребителей. Первый разлом во власти картели произошел после появления «независимых» компаний и широкого распространения государственных предприятий, таких как Китайская национальная нефтегазовая компания, Газпром, Национальная Иранская Нефтяная компания, Petrobras и Saudi Aramco. [4] С конца XX века часть национальных компаний начали вкладывать средства в производство за пределами границ их государств. Сегодня на них приходится 52% мировой добычи нефти и 88% запасов. [4] Кроме того, огромное количество независимых компаний значительно изменили облик конкуренции на рынке. Новый порядок на нефтяном рынке характеризуется соперничеством предприятий из множества стран с разными владельцами, задачами, стратегиями и технологиями. Появление изменений в конкуренции энергетического сектора стало одним из основных.

Китайские нефтяные компании обрели новый вес в нефтяной индустрии. Несколько десятилетий назад Китай не входил даже в 10 крупнейших компаний, к 2013 году они приобрели статус ключевых игроков. За очень небольшой срок доля иностранного производства таких компаний, как CNPC, CNOOC и Sinopec, возросла до 20%. Стратегия китайского правительства заключается в диверсификации источников снабжения и обеспечении бесперебойных поставок. [6]

Глобальные изменения в нефтяной промышленности произошли с огромной скоростью и затронули всех центральных участников индустрии: ограничивается влияние иностранных монополий, устанавливается государственный контроль над национальными природными ресурсами и появление принципиально новых игроков влекут за собой совершенно новый порядок в нефтяном бизнесе.

Литература

1. Горкина, Т. И. Африка – новый игрок глобального энергетического рынка / Т.И. Горкина // География в школе – 2009. – № 9. – С. 18–27.
2. Международная аудиторская группа Deloitte, Новые реалии нефтегазовой отрасли – 2012, отчет, [Электронный ресурс]: <http://www.deloitte.com/assets/>
3. Татьяна Голованова, Бразилия может стать ключевым игроком на нефтяном рынке, 22 октября 2012, статья в «Радио Голов России», [Электронный ресурс]: - http://rus.ruvr.ru/2013_10_22/Brazilija-mozhet-stat-krupnim-igrom-na-neftjanom-rinke-6037/
4. Carola Hoyos, The New Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals, March 12, 2007, Financial Times, [Электронный ресурс]: <http://www.ft.com/intl/cms/s/2/471ae1b8-d001-11db-94cb-000b5df10621.html>
5. John Mitchell, What next for the gas and oil industry? Report, October 2012, [Электронный ресурс]: <http://www.chathamhouse.org/>
6. Moises Naim, Le nouvel ordre energetique mondial, 04/06/2013 Slate France (французский язык), [Электронный ресурс]: <http://www.slate.fr/story/73197/energie-nouvel-ordre-mondial>
7. World Energy Council, Survey of Energy Resources 2004, [Электронный ресурс]: - <http://www.worldenergy.org/documents/ser2004.pdf>

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И КЛАСТЕРЫ В МЕТРОПОЛЬРЕГИОНЕ РЕЙН-НЕККАР

З.В. Энгельбрехт-Зенкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Проблемы энергосбережения и энергозамещения являются актуальными для стран с развитой экономикой, потребляющих много энергоносителей, таких, например, как нефть и газ. Растущие цены на энергоносители в последние годы все больше и больше пробуждают интерес к альтернативным источникам энергии [1]. Ещё один фактор, обуславливающий проблему энергосбережения: использование атомной энергии становится небезопасным. Необходимость перехода на альтернативные источники энергии стала особо важна и очевидна после атомной катастрофы в Фукусиме в марте 2011 года. Новый политический кризис в Крыму 2014 года обострил эту проблему с источниками энергии.

В России на правительственном уровне утверждена программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», что является стратегически оправданным при уменьшающихся запасах углеводородных энергоносителей. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р [2].

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в этой программе следует рассматривать как один из основных источников будущего экономического роста. Также в программе отмечено, что «до настоящего времени этот источник был задействован лишь в малой степени». Поэтому представляет

интерес, как такая проблема решается в Германии, особенно с принятием в ней последних программ по энергосбережению. Эта страна давно уже испытывает энергетический голод, её промышленные агломерации функционируют благодаря импортируемому газу, в частности, из России.

Использование возобновляемых источников энергии в Германии заметно повышается уже к 2010 году. Летом 2011 года Правительство Германии постановило переход на альтернативные источники энергии, который в течение следующих десятилетий должен привести к полному перестроиванию системы энергоснабжения. Это, прежде всего, выход из атомной энергетики. Отказ от атомной энергетики может быть компенсирован через рост получения энергии из альтернативных источников, таких как бурый уголь и энергоимпорт, что вызовет значительные затраты, обусловленные повышением цен на эти энергоносители.

Структура энергетических источников к 2020 году включает 14 % газа и 1 % нефти (рис. 1). Планируется, что дальнейшее развитие возобновляемых источников энергии продолжится после 2020 года и также планируется, что к 2050 году доля данного вида энергии в производстве электроэнергии составит 80% Региональные экономики Германии, в частности, агломерации и метрополии очень заинтересованы в развитии и осуществлении этих планов.

Уже более 30 лет в Германии идет процесс разработки технологий, благодаря которым использование энергозамещающих технологий перестанет быть утопичным.

Дальнейшее развитие инновации состоит прежде всего в разработке и широком применении форм для получения энергии из ветра, солнца и биомассы [3. S. 80]. Современные технологии энергозамещения осуществляются в области фотовольтаика и биогаза.

Технология фотовольтаик с применением поликристаллических кремниевых элементов (для солнечных батарей) требует минимальных начальных инвестиций. Общий коэффициент полезного действия солнечного, фотоэлектрического модуля данной технологии (включая различные потери при преобразовании постоянного тока в переменный) достаточно высок [3. S.53].

Биогаз представляет собой продукт переработки биомассы [4. S. 160]. Биомасса подразделяется на два вида: твердая биомасса (мискантус, пожнивные остатки, лесохозяйственные отходы) – данный вид термически перерабатывается в тепловых электростанциях. Второй вид – сырая биомасса (экскременты животных, органические фракции отходов, шлам очистных сооружений) используется в автономных теплоэлектростанциях [3. S. 58].

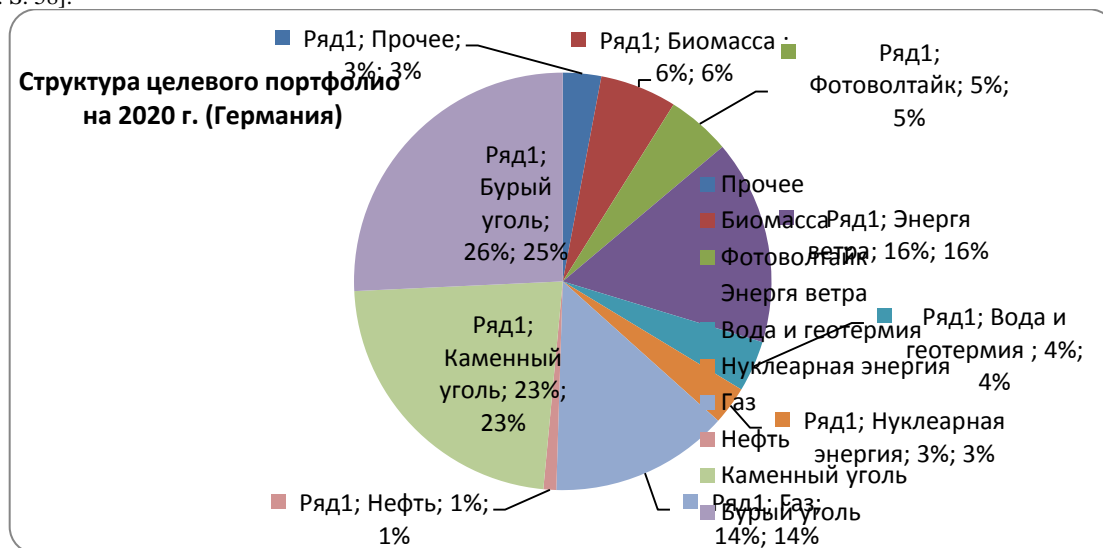


Рис. 1. Структура целевого портфолио на 2020г.

К другим видам энергвозобновляемых источников относится солнечная тепловая энергия, которая применяется в основном для получения горячей воды в бытовом использовании или отоплении помещений. Получение солнечной тепловой энергии носит относительно низко затратный характер [3. S. 56].

Ещё один вид в энергозамещении - ветровая энергия. Использование ветреной энергии территориально относительно ограничено. К достоинствам этого вида энергии можно отнести то, что затраты в основном требуются при производстве, установке и техническом обслуживании. Сроки энергетической амортизации составляют от 4 до 8 месяцев. Недостатком ветровой энергии является непостоянная доступность [4. S. 152].

Можно смело сказать, что энергетический бум в Германии произошёл благодаря именно принятию закона о возобновляемых источниках энергии [5] и приходится на период, начиная с 2000-го года. Для систематического повышения энергоэффективности, наряду с государственными мерами стимулирования и поддержки, которых не всегда достаточно, необходимы инструменты, приближенные к рынку, а также частные инициативы [3. S. 4].

Таким инструментом, играющим огромную роль в выполнении программы повышения энергоэффективности стали кластеры по энергосбережению и созданию новых видов энергии. Приоритетное развитие регенеративного производства энергии требует комплексного подхода, который способен обеспечить именно кластеры в силу своей структурной и функциональной особенности: территориальной концентрации предприятий, ведущих свою основную деятельность в определённой экономической отрасли, концентрации смежных отраслей производства, способности к кумуляции [6]. Метропольрегионы Германии - лидеры инновационной экономики, располагающие новейшими технологиями, начали выполнять программу по созданию кластерных энергосберегающих комплексов, решая задачи развития энергоиндустрии как на государственном, так и на региональном уровне.

В Метропольрегионе Рейн-Неккар (МРН), известном своими инновационными технологиями в области наноматериалов, био- и ИТ-технологиями, функционируют кластеры, которые занимаются проблемами энергосбережения и создания возобновляемых источников энергии (рис. 2). Кластер Energie & Umwelt работает по направлениям энергоэффективности и возобновляемым видам энергии. Кластер Umweltkompetenzzentrum Rhein-Neckar e.V. занимается генерацией проектов по энергоэффективности и стремится к сетевому объединению. Кластер StoREgio работает над созданием интеллектуальной сети («умные сети») и системой хранения данных по энергосбережению.

С декабря 2009 г. в МРН начал активно функционировать кластер Energie & Umwelt (энергия и окружающая среда). Деятельность, поддерживаемого ЕС и государством кластера направлена на объединение сил сектора экономики, науки и государственных органов. В задачи кластера входит достижения Метропольрегионом Рейн-Неккар до 2025 года статуса самого энергоэффективного региона Европы. В кластер входят 200 малых и 50 крупных предприятий, Центр европейских экономических исследований, Институт энергетических и экологических исследований, высшие учебные заведения: Университет кооперативного образования г. Мангейм, высшая школа г. Мангейм, Высшая школа г. Людвигсхафен, Высшая школа г. Гейдельберг, Технический университет г. Кайзерслаутерн.

Кластер Energie & Umwelt работает по 4-м заданным направлениям деятельности: энергоэффективность в зданиях, энергоэффективность в малых и средних предприятиях, энергетические и экологические концепты, возобновляемые виды энергии.

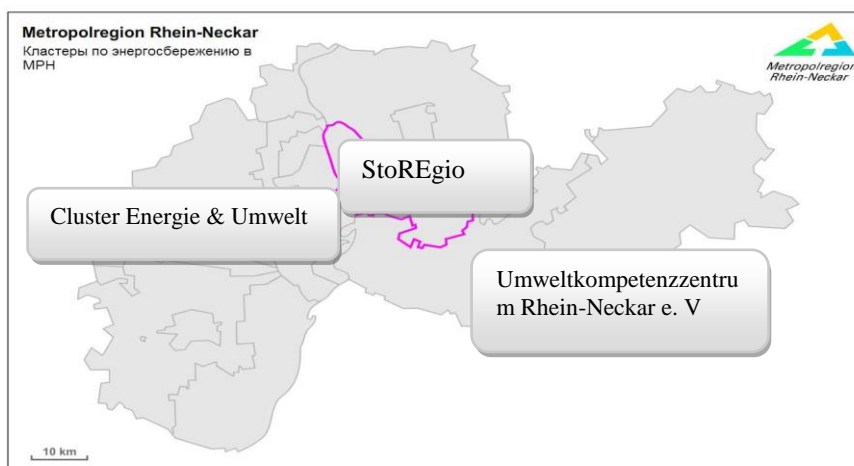


Рисунок 2. Кластеры по энергосбережению в МРН

Основной целью кластера является создание национального и международного имиджа Метропольрегиона Рейн-Неккар в отрасли энергии и окружающей среды, как экономически сильного, инновационного и конкурентоспособного региона. Данная цель определяет задачи, которые ставит перед собой кластер в области энергии и окружающей среды:

- создание структур, которые усилят добавленную стоимость по всей длине цепи создания добавленной стоимости, а также будут полезны при укреплении общей кооперационной политики;
- формирование платформы для поддержки обмена информацией и знаниями;
- разработка и распространение тематических компетенций по тематическим направлениям;
- инициирование и поддержка совместных маркетинговых стратегий и интернационализация проектов;
- стимулирование инновационного потенциала предприятий посредством форсирования совместной работы научного и исследовательского секторов;
- подготовка высококвалифицированных кадров, стимулирование повышения квалификации сотрудников, поддержка при привлечении необходимых трудовых ресурсов.

К числу активной сети кластера относятся примерно 250 предприятий-партнеров из отрасли экономики, энергетики и окружающей среды. Предприятия-члены кластера получают поддержку со стороны кластера в разработке и курировании при написании проектов, инновационных разработках, информации и коммуникации, привлечении клиентов и оздоровлении бизнеса, кооперации, P&R и маркетинге.

Кластер Umweltkompetenzzentrum Rhein-Neckar e.V. (УКОМ e.V.) работая по программе энергосбережения и возобновляемых энергий, занимается проблемами менеджмента и маркетинга в рамках экологической компетенции Метропольрегиона Рейн-Неккар, связанной с технологиями по охране природы, в которую входит направление по возобновляемым источникам энергии. Кластер УКОМ e.V. стремится к сетевому объединению, которое позволит создать условия для генерации проектов, и к совершенствованию системы регионального менеджмента знаний [7].

Одной из важных областей, в которых работает экологический центр компетенций, является защита окружающей среды, [8] возможная только при помощи устойчивого и ресурсо-эффективного энергоснабжения. Так называемая «умная» энергия - это повышение энергоэффективности и использование возобновляемых источников энергии. Многие из партнеров сети предлагают интеллектуальные технологии и услуги, которые служат для экономии энергии и сокращения выбросов CO₂.

В области «климат и энергия» УКОМ e.V. предлагает следующие компетенции:

- Возобновляемые энергии
- Энергосберегающая бизнес-модель
- Энергетический менеджмент
- Энергоэффективные отопительные установки
- Энергоэффективные строения
- Техники хранения и стабилизации воздуха [9].

В задачу кластера входит генерация проектов, которая возможна только при объединении их в сети. С 2010 года УКОМ e.V. активно участвует в проекте «30 пилотных сетей» и совместно с торгово-промышленной палатой и инициативным объединением EnergieEffizienz-Netzwerk (EENet) основали одну из 30 таких сетей [10].

Цель проекта состоит в следующем: построить 30 корпоративных сетевых предприятий по всей Германии, для продвижения эффективности использования энергии. На сегодняшний день в сети насчитывается 13 предприятий из региона Гейдельберг и Мангейм.

На пятом совещании сети, проходившим в объединении Weldebräu GmbH & Co.KG, было условлено совместно в течение 3 лет сэкономить 6% энергии и сократить выбросы CO₂ на 7%.

Для дальнейшего положительного развития УКОМ e.V. осенью 2012 года вступил в сотрудничество с акционерным обществом Pfalz Werke AG и торгово-промышленной палатой MRN в еще одну энергоэффективную сеть [11].

Кластер StoREgio Energiespeicher- systeme e.V. (далее StoREgio), функционирующий в МРН, также занимается энергосбережением. Стратегия кластера опирается на изменения парадигмы в проектировании систем энергоснабжения. Общая цель кластера StoREgio заключается в продвижении Метропольрегиона Рейн-Неккар к статусу модели образцового региона данной сферы деятельности. Целью StoREgio также является достижение сильных позиций отечественных компаний-членов кластера на мировом рынке [12. S. 172].

Основной задачей кластера StoREgio является создание экономически рентабельных, безопасных и социально адаптированных стационарных энергоаккумулирующих систем, дающих высокую долю добавленной стоимости внутри страны.

Задачами кластера в этом контексте также являются:

- определение реалистичных приложений хранения энергии в децентрализованных структурированных сетях и соответствующих бизнес-моделях;
- развитие коммуникационных технологий сетевой интеграции;
- индустриализация производства, создание подходящего способа утилизации;
- обеспечение безопасности и экономичности эксплуатационной пригодности энергосистемы на протяжении жизненного цикла;
- повышение квалификации и подготовка специалистов.

Кластер StoREgio находится в тесной сетевой связи по сопряженным направлениям и с другими кластерами, в частности, так решаются вопросы, связанные с формированием нормативно-правовой базы [13]. В этом контексте основным для StoREgio является создание «Проектного дома», в котором будут объединены различные «запоминающие» технологии, выполняемые в условиях режима реального времени.

В настоящее время разрабатывается новый проект по совместной работе в области политики энергии. Первым итогом такого соглашения стало объединение (Zwillingregion) кластеров МРН Energie & Umwelt и Hohenlohe-Odenwald-Tauber (H-O-T).

Пять руководящих советов из Метропольрегиона Рейн-Неккар подписали договор о совместной работе в области энергополитики.

Данная идея упирается корнями в государственный проект «Bundeswettbewerb Bioenergie-Regionen», в котором федеральное министерство продовольствия, сельского хозяйства и защиты прав потребителей (BMELV) поддержало 25 Биорегионов, расположенных по всей территории Германии. Благодаря этой правительственной инициативе кластер Cluster Energie & Umwelt и кластер H-O-T объединили свои усилия.

В кластер H-O-T входят предприятия, банки, высшие учебные заведения: AWN (промышленность по переработке отходов в районах Неккар-Оденвальд) и AWMT (промышленность по переработке отходов в районах Майн-Таубер), АО «Энергия Баден-Вюртемберга», АО «МФФ Энергия», региональные коммунальные службы, региональные банки, Университет кооперативного образования г. Мосбах, Высшая школа г. Хайльбронн, Академия по земледелию и домашнему хозяйству.

В проект возобновляемые источники энергии было привлечено 30,2 млн. евро инвестиций, снижен выброс свыше 52000 тонн парникового газа CO₂. Также был достигнут уровень региональной покупательной способности в сумме 5 млн. евро в год.

Ключевым направлением деятельности предстоящей совместной работы между Н-О-Т и MRN будет построение структуры для обширной сетевой работы в области биоэнергии, общественного участия граждан и учреждения долгосрочной системы управления потоками вещества в регионе. Также здесь идет речь, в зависимости от приоритетности, об интеграции структур сельского и лесохозяйственного общества в новую энергетическую политику.

Совместно разрабатываются планы, не только одной из федеральной земель, но и между землями. Например, учитывается возможность построения населенных пунктов при помощи возобновляемых энергий, электроснабжения без использования нефти, газа и угля.

Уже сейчас в Н-О-Т действуют биогазовые установки разных мощностей для децентрализованного электро-и теплоснабжения: мощностью 400 кВт и сокращением выбросов CO₂ около 1769 тонн / год (район Landkreis Bergstraße), мощностью 250 кВт и сокращение выбросов CO₂ около 1106 тонн / год (King Home Gissigheim), мощностью 250 кВт и сокращение выбросов CO₂ около 1106 тонн / год (Creglingen-Waldmannshofen - потребление энергии: биомасса из различных регионов), фотоэлектрические солнечные установки мощностью 1900 кВт-пик и сокращением выбросов CO₂ около 1011 тонн / год (Heckfeld), мощностью 1800 кВт-пик и сокращением выбросов CO₂ около 957 тонн / год (TBB Dittwar), мощностью 560,7 кВт-пик и сокращением выбросов CO₂ около 298 тонн / год (Heegwald), фотоэлектрические и малые ветряные турбины на крышу на 2200 квадратных метров, небольшой ветряк мощностью 4 кВт пик, общей мощностью 610 кВт пик (Osterburken-Schlierstadt) и др. Многие партнёры кластера, использующие биогазовые, фотоэлектрические солнечные и ветровые установки - фермерские семьи, проживающие в данной местности. Это может также быть муниципалитет (Ahorn, Marle, Enovos Германии), создавший солнечный парк, использующий солнечную энергию 50000 кристаллических солнечных модулей для 3500 домохозяйств. Мощность установки 4,6 или 6,4 МВт, сокращение выбросов CO₂ 10000 тонн / год.

В региональной энергетической концепции Метропольрегиона Рейн-Неккар одной из главных целей является создание «Биоэнергии». Благодаря совместной работе с Bioenergie-Region Н-О-Т эта цель должна превратиться в реальность, чтобы Метропольрегион Рейн-Неккар продвинулся в своем энергетическом и экономическом развитии.

Выводы

Показано, что переход на альтернативные источники энергии, который в течение следующих десятилетий должен привести к полному перестроению системы энергоснабжения Германии, создаёт новую парадигму проектировании систем энергоснабжения. Этого требует, прежде всего, отказ от атомной энергетики, который может быть компенсирован через рост получения энергии из альтернативных источников.

Дальнейшее развитие энергоиндустрии состоит в разработке и широком применении форм для получения энергии из ветра, солнца и биомассы.

Проблема энергосбережения и повышения энергетической эффективности в Метропольрегионе Рейн-Неккар решается комплексно: на федеральном и региональном уровне. Энергосбережение рассматривается как один из основных источников будущего экономического роста региона, включённого в общую государственную программу новой энергосистемы. Инструментом, играющим огромную роль в выполнении программы повышения энергоэффективности на региональном уровне, стали кластеры по энергосбережению и созданию новых видов энергии. В Метропольрегионе Рейн-Неккар создаются экономически рентабельные, безопасные и социально адаптированные стационарные энергоаккумулирующие системы, дающих высокую долю добавленной стоимости внутри страны. Сетевая интеграция нуждается в новых технологиях, в частности, хранении энергии в децентрализованных структурированных сетях и соответствующих бизнес-моделях, также необходимы «запоминающие» технологии, выполняемые в условиях режима реального времени, которые, например, разрабатывает кластер StoREgio для сетевого энергосбережения.

Начинают функционировать бинарные сетевые формы (Zwillingsregion), которые должны ускорить переход на альтернативные источники энергии.

Литература

1. Bardt H. Steigerung der Energieeffizienz. Ein Beitrag für mehr Umweltschutz und Wirtschaftlichkeit. Beiträge zur Ordnungspolitik aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln Nr. 30. – Köln: (Hrsg) Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2007. – S.-227.
2. Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года»: утв. распоряжением Правительства Рос.Федерации от 27 декабря 2010 г. N 2446-р:в ред: текст распоряжения опубликован в «Собрании законодательства РФ», 24.01.2011, N 4, ст. 622.
3. Mautz Rüdiger, Byzio Andreas, Rosenbaum Wolf. Auf dem Weg zur Energiewende. Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland. – Göttingen: (Hrsg) Universitätsverlag Göttingen, 2008. – 175 S.
4. Frank A. Nachhaltige Energieversorgung im regionalen Kontext – Eine empirische Analyse der Umsetzungsmöglichkeiten regionalen Akteure. – Duisburg, Köln: (Hrsg) Institut für Energie und Regionalentwicklung, 2009. – 360 S.
5. Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG). 01.04.2000 Deutschen Bundestag. Berlin, 2000.

6. Porter, M. E., O. Sölvell. The role of geography in the process of innovation and the sustainable competitive advantage of firms. In *The dynamic firm: The role of technology, strategy, organizations and regions*, eds. A. Chandler, P. Hagstrom, and O. Sölvell, New York: Oxford University Press. 1998. – pp. 440–457
7. Официальный сайт кластера Umweltkompetenzzentrum Rhein-Neckar e.V. Раздел: цели [электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.umweltkompetenz.org/index.php/ziele> (дата обращения 04.05.2013).
8. Официальный сайт кластера Umweltkompetenzzentrum Rhein-Neckar e.V. Раздел: компетенции. [электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.umweltkompetenz.org/index.php/kompetenzen> (дата обращения 04.05.2013).
9. Официальный сайт кластера Umweltkompetenzzentrum Rhein-Neckar e.V. Раздел: Виды энергии. [электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.umweltkompetenz.org/index.php/kompetenzen/klima-energie> (дата обращения 10.05.2013).
10. Официальный сайт кластера Umweltkompetenzzentrum Rhein-Neckar e.V. Раздел: Проекты. [электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.umweltkompetenz.org/index.php/en/projekte/9-projekte/153-nawi> (дата обращения 10.05.2013).
11. Официальный сайт кластера Umweltkompetenzzentrum Rhein-Neckar e.V. Раздел: 30 пилотных проектов. [электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.umweltkompetenz.org/index.php/projekte?id=10> (дата обращения 30.08.2012).
12. Regionales Energiekonzept Metropolregion Rhein-Neckar. Langfassung Februar 2012. (Hrsg.) Zentrum für rationale Energieanwendung und Umwelt GmbH, 2012. – 367 S. [электронный ресурс] - режим доступа: http://www.m-r-n.com/fileadmin/user_upload/VRRN/Planung_und_Entwicklung/Aufgaben/Energie/Energiekonzept_web.pdf (дата обращения 15.08.2013).
13. Официальный сайт Метропольрегиона Рейн-Неккар. [электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.m-r-n.com/start/regionalplanung-entwicklung/gemeinschaftliche-regionalentwicklung/wirtschaftsfoerderung/energiespeichersysteme.html> (дата обращения 25.06.2013).

Section 21

GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

CONDITIONS OF QUARTZ VEINS FORMATION ON THE QUARTZ HILL SITE (YAKUTIA)

O.Yu. Askanakova

Scientific advisors assistant E.A. Vagina, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The mineralization “Quartz Hill” is located on the watershed district Tobbychana and its left tributary creek Nartova. It was explored by 25 ditches and one trench. It is situated in the south-western part of the ore-placer Zhdaninskogo site and it covers an area of about 1.0 m. km. It is located in the south-west wing Taryno – Elga Synclinorium folded Jurassic sediments. In the plan the site of the mineralization is located on a joint faulting northwestern and sublatitudinal. Sandstone and siltstone with the Hettangian and the Sinemurian tiers and Lower Jurassic are ore occurrence enclosing rocks.

There is a gold-bearing ore zone of linear stockwork veinlet silicification on the ore occurrence area. It is limited to the formation of sandstone and it represents a series of contiguous thin (up to 2-50 cm) various quartz veins and veinlets. The length of the zone trenches is outlined for 500 m, its thickness varies from 1.8 to 33.6 m (average 9.53 m).

Study of the conditions of quartz veins formation was based on the method of gas-liquid inclusions. When the research work is carrying out 10 quartz plates that contain fluid inclusions have been investigated. These plates were made of rock samples containing visible gold ore. The most representative inclusions are placed in the plate 7.

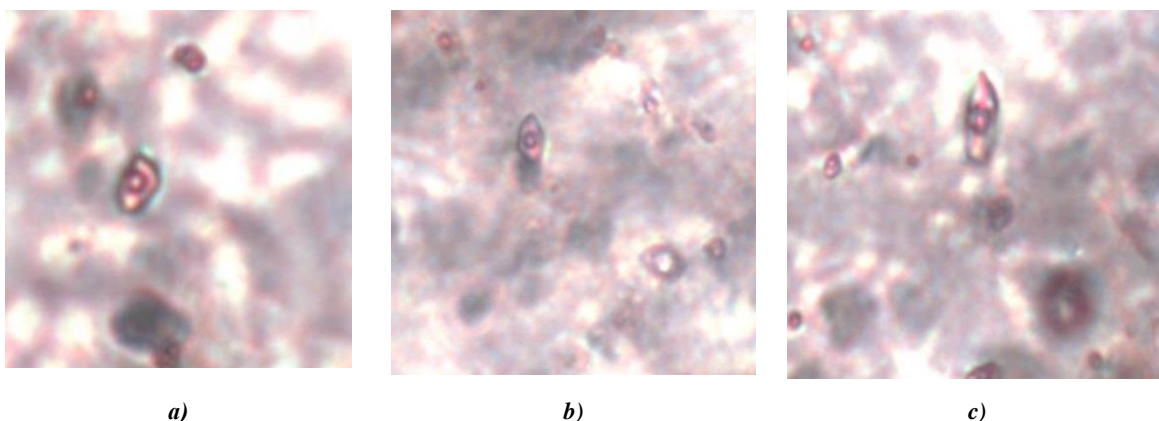


Fig. 1 Primary two-phase gas and liquid inclusions in a quartz plate 7

Primary inclusions were large, they had the regular shape of a rhombus, they consisted of two phases – gas and liquid (Fig. 1). Primary and secondary [1] or pseudo-secondary [2] inclusions had the smaller size, they were located along cracks and they also consisted of two phases – gas and liquid (Fig. 2). They were formed as a result of curing of the cracks appearing in the process of the attaining the level of crystals [1]. According to the size the inclusions are small, their length is 5-7 microns, seldom it is 10 microns.

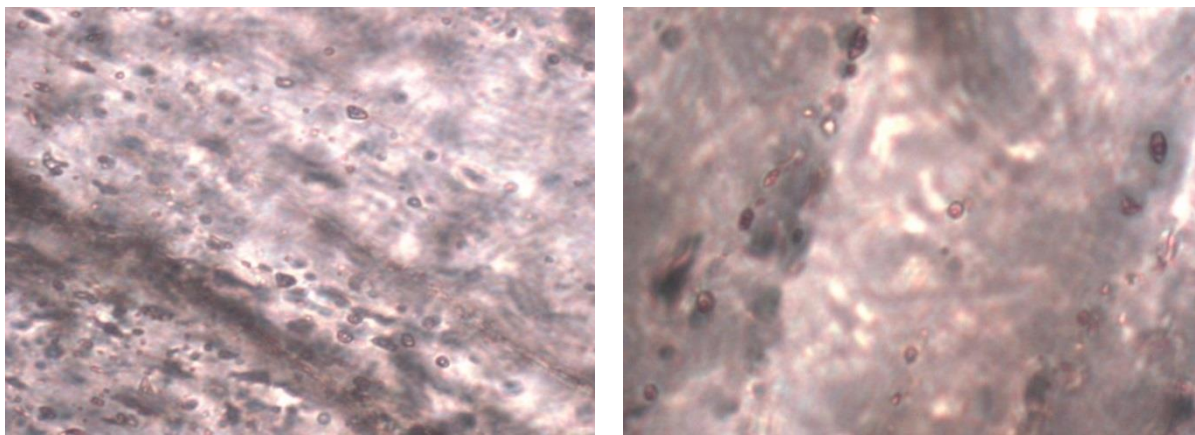
We measured such indicators, as eutectic temperature, temperature of ice melting and homogenization temperature.

Technique of the temperature data measurement:

1) We find rather representative inclusion then we cool a site to – 50 C°. We observe the condition of inclusion which becomes darker with reduction of temperature. When the inclusion has completely darkened, we start heating the inclusion. We fix temperature at which there is the first drop of liquid, and it will be eutectic temperature.

2) We continue heating, and we fix temperature of melting of the last crystal of ice. It is temperature of ice melting.

3) We heat gas and liquid inclusion to the temperature of 200 – 350 C° while it does not become homogeneous i.e. until the vial of gas isn't dissolved in the surrounding liquid phase (Fig. 3). We fix the temperature of homogenization.



a)

b)

Fig. 2 Primary and secondary inclusions of the idiogenous cracks of curing in growing crystals in a quartz plate 7

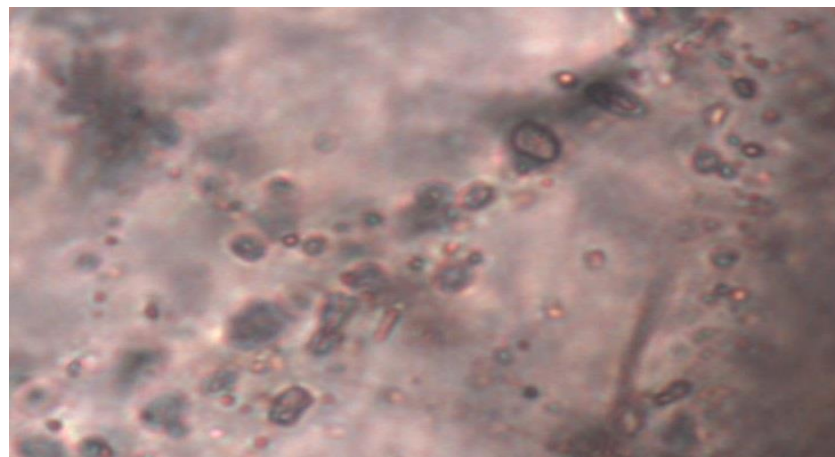


Fig. 3 Homogenized fluid inclusion from gas in the liquid phase, temperature 2670 C, the quartz plate 7

Thus, we studied 10 quartz plates, from these 10 plates 42 sites with representative fluid inclusions were pricked out, more than 40 gas and liquid inclusions are studied.

According to measured temperatures we have come to conclusions.

1) Temperature of eutectic allows us to tell about salt composition of hydrothermal solutions.

The temperature of eutectic is equal -37°C for 70% of the studied inclusions. We can say that there are NaCl salts - FeCl_2 - H_2O in the solutions. The temperature of eutectic is equal -23.5°C for 30% of the studied inclusions. It allows us to tell that there are NaCl - KCl- H_2O salts in the solutions.

2) According to the temperature of ice melting we can tell about the concentrations of salts. The dependence of salts concentrations (% NaCl) is shown in Fig. 4.

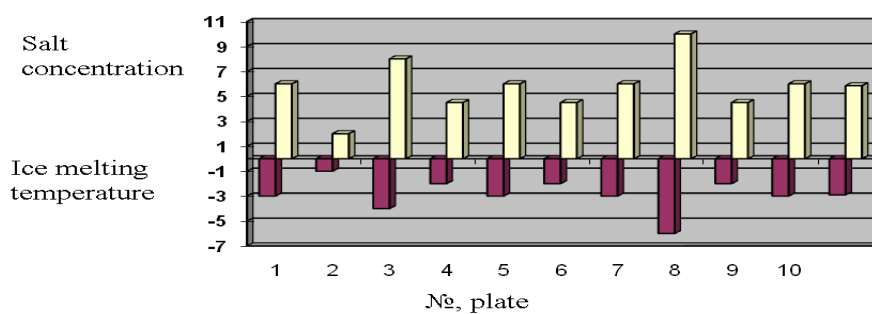


Fig. 4 Dependence of salts concentrations on the temperature of ice melting

Thus, the average temperature of ice melting of is $T = 2,9^{\circ}\text{C}$, and the concentration is $K = 5,85$ salts mas. NaCl-eq. %.

3) According to homogenization temperature we can tell about the minimum temperature of the mineral formation. The results of each plate (average values) are presented in Figure 5.

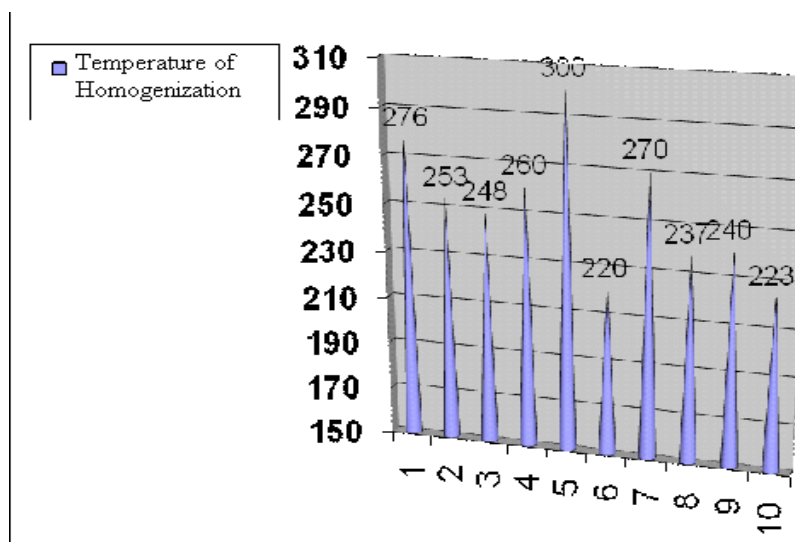


Fig. 5 Results of measurements of temperature of homogenization; average values on each plate are given

Thus, the average temperature of homogenization is 270 °C.

Investigating these data it is possible to come to conclusion: that quartz in which gold is revealed, was formed at average temperatures. Medium temperature quartz is grayish and it has got dense texture and that distinguishes it from low - and high-temperature one.

Conditions of quartz veins formation of the Hill Quartz are similar to conditions of the commercial gold deposits formation. On all fields gold from solutions with salinity from averages 5 Mas. % equiv. NaCl to the maximum values (45 Mas. equiv % NaCl) is deposited in the temperature interval 280 ... 160 °C [3, 4, 5].

References

1. Ermakov N.P. Geochemical system of inclusions in minerals. - Moscow: Nedra, 1972. - 175 p.
2. Redder E. Fluid inclusions in minerals. - M.: "Mir", 1987. - T.1. - 532 p.
3. Struzhkov S.F., Natalenko M.V., Chekvaidze V.B., Isakovitch I.Z., Golubev S.Y., Danilchenko V.A., Obushkom A.V., Zaitseva M.A., Kryazhev C.G. Multifactor model Nataka gold // Ores and metals. - 2006. - № 3. - pp. 34-73.
4. Rosliakova NV, Zimbalist V.G., Shugurova N.A. Composition of ore-forming solutions Berikulskogo gold deposit // Genetic types and patterns of distribution of gold deposits of Far East / ed. V.G. Moiseenko. - Novosibirsk: Nauka, 1976. - pp. 64-71.
5. Laverov N.P., Prokofiev V.Y., Distler V.V., Yudovskaya M.A., Spiridonov A.M., Grebenshchikova V.I., Matel N.L. New data about the conditions of ore deposition and composition of ore-forming fluids of gold-platinum deposit Sukhoi Log // Geochemistry, 2002. - T. 371. - № 1. - pp. 88-92.

DIE MODELLIERUNG DER MISCHERARBEIT DER ANLAGE VON ALKYLIERUNGDES BENZOLS MIT ÄTHYLEN

A.V. Bekker, E.S. Khlebnikova

Wissenschaftliche Betreuerinnen Professorin E.N. Ivashkina, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Unter den zahlreichen Prozessen der petrochemischen Synthese nimmt die Produktion von dem Ethylbenzol eine der führenden Rollen ein. Ethylbenzol wird Benzin zur Erhöhung der Oktanzahl (Klopffestigkeit) beigemischt. Es ist Lösungsmittel für Farben und findet sich in Kunststoffen. Es ist ein wichtiger Ausgangsstoff für die Synthese des Styrols. Neben dem Benzol und dem Toluol gehört Ethylbenzol zu den technisch wichtigen Aromaten, den so genannten BTEX-Aromaten[1]. Zurzeit erreicht die Mächtigkeit der weltweiten Produktion des Ethylbenzols 45 Mio. Tonnen im Jahr [2].

Das aktuelle Hauptproblem von der Herstellung des Ethylbenzols ist die Verschmutzung der Abwässer mit den Aluminiumkationen.

Die Konzentration die Kationen erreicht in den Abwässern 5–15 g/dm³ bei der Norm 0,4 Milligramm/dm³. Die Lösung des Problems ist möglich mit der Rekonstruktion der Ausrüstung, was die Intensivierung des Vermischungsprozesses verwirklicht und zum wirksameren Verlauf der chemischen Alkylierung und den Verbrauch des Katalysators senkt[3].

Die optimale Konstruktion der Ausrüstung für die Intensivierung des Vermischungsprozesses kann mit Hilfe der Computerprogramme bestimmt werden. Diese Programme lassen sich die Modellierung des Prozesses der Flüssigkeits- und Gasbewegung verwirklichen.

Aufgrund der geometrischen Größe der Mischkammer, der physikalischen und chemischen Eigenschaften der Rohstoffströme war die Abrechnung im Programm FlowVision vorgenommen, deren Ergebnis mit Farbschemen dargestellt sind (Abb. 1 und 2).

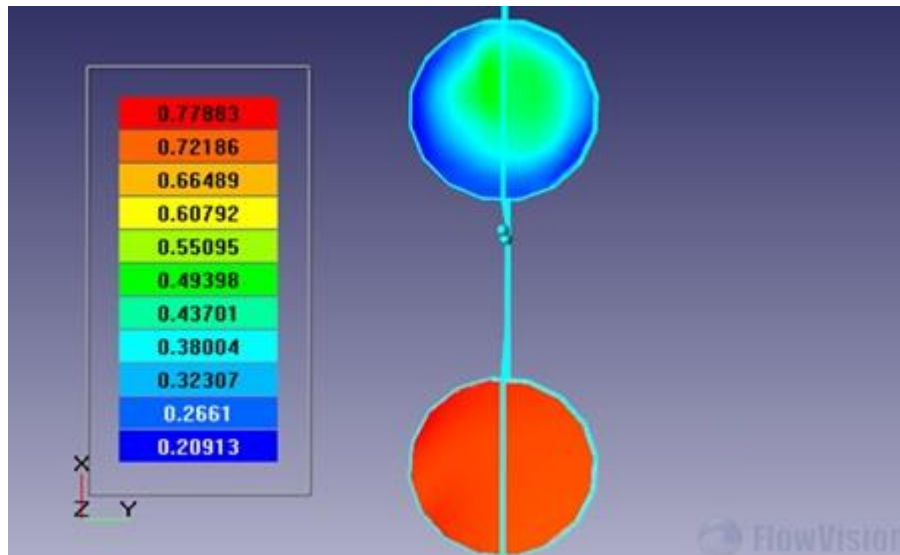


Abb. 1 Benzolkonzentration im Radialschnitt der Anlage, Molbruch

Auf Grund der Schemen sind die Schlussfolgerungen über die optimale Variante der Einführung der Reagenzien in die Mischkammer vor dem Alkylierungsreaktorgemacht.

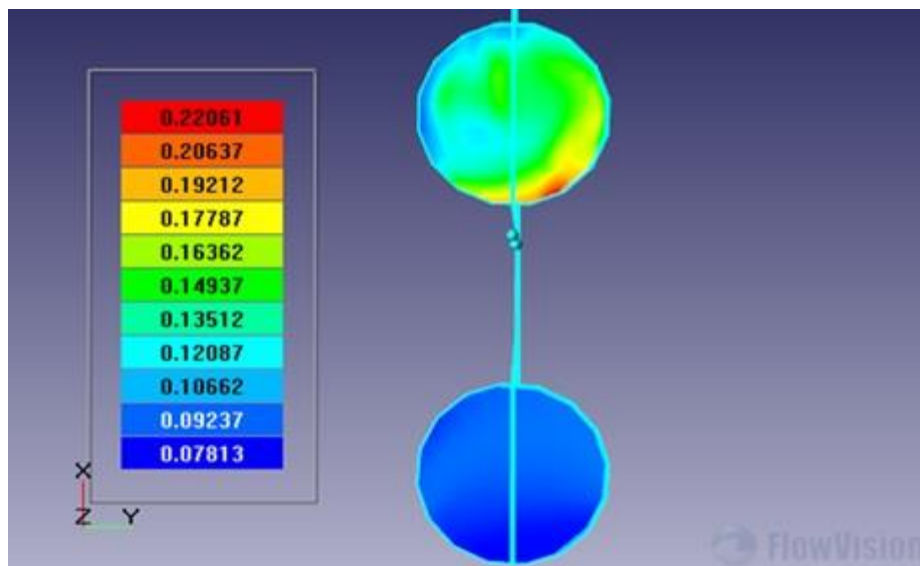


Abb. 2 Katalysatorkonzentration im Radialschnitt der Anlage, Molbruch

Wie es aus den Ergebnissen der durchgeführten hydrodynamischen Berechnungen sichtbar ist, ist es besser den Katalysator in den ersten Stutzen, das Benzol in den zweiten Stutzen im untersuchten Mischer einzuführen. Eine Begründung dieser Auswahl ist die gleichmäßigere Verteilung der Reagenzien nach dem Schnitt des Mixers, Molbruch des Katalysators 0.1-0.15 (bei anderer Variante 0.06-0.08). Dieses Ergebnis wird durch die physischen Eigenschaften der Flüssigkeiten, sowie den Massenkosten der Reagenzien bedingt.

So lässt sich die durchgeführte Berechnung die Empfehlungen nach der Intensivierung des Vermischungsprozesses mittels der Bestimmung der optimalen Konstruktion der Industrieanlage der Ethylbenzolherstellung anbieten.

Literatur

1. Ethylbenzol [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://de.wikipedia.org/wiki/Ethylbenzol> (дата обращения: 28.02.2014)
2. Производство и рынок этилбензола в России // Евразийский химический рынок. 2011. - Т. 76.- № 1 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: www.chemmarket.info (дата обращения: 26.01.2014)
3. Долганова И.О., Белинская Н.С., Ивашкина Е.Н., Мартемьянова Е.Ю., Ткачев В.В. Повышение эффективности технологии получения этилбензола с использованием метода математического моделирования // Фундаментальные исследования. – 2013. - №. 8 - 3. - С. 595 - 600.

SCHWERMETALLENINHALT IN SOHLENAUFLANDUNGEN VON FLUSS USCHAIKA**J.S. Berezikowa**

Wissenschaftliche Betreuer Professor O.G. Savitshev, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Die Stadt Tomsk ist eine Stelle, wo verschiedene Industriezweige konzentriert sind, die den großen Einfluss auf den Zustand der Umwelt haben. Die Wasserressourcen der Stadt Tomsk erproben auf sich diesen Einfluss. Die Unternehmen verwenden in ihrer Tätigkeit die Wasserressourcen, dabei stürzen in den Fluss schon die verwendeten, ungenügend gereinigten Abwässer. Sie sind wesentliche Schmutzstoffe der Flüsse.

Es ist zurzeit die Verschmutzung der Flüsse mit den Schwermetallen verbreitet. Die Schwermetalle sind die sehr gefährlichen toxischen Stoffe. Sie werden in der Umwelt angesammelt. Im Wasserbecken sie sorbieren sich vom Schlamm, von Grundablagerungen. Der Prozess der Reinigung ist dabei langwierig.

Das Konzentrationsniveau der Schwermetalle in Sohlenauflandungen ist eine wichtige Kennziffer der Anthropogenwasserreinigung. In diesem Artikel sind die Untersuchungsergebnisse zusammengefasst, die das Vorhandensein der Schwermetalle im Fluss Uschaika zeigen.

Das Ziel der Untersuchung ist die Aufspürung der technogenen Verschmutzung von den Schwermetallen des Flusses Uschaika.

Uschaika ist der Fluss in Tomsker Gebiet, der rechte Nebenfluss von Tom. Die Länge des Flusses ist etwa 78 km, aber von uns werden nur 10 km untersucht, die innerhalb Tomsk liegen.

Dabei werden die Proben Sohlenauflandungen zur Analyse in vier Orten untersucht: Bezirk Stepanovka (№ 1 in der Tabelle 1); Baltijskaja Straße (№ 2 in der Tabelle 1); Lermontova Straße (№ 3 in der Tabelle); Apothekarische Brücke (№ 4 in der Tabelle). Die Proben waren am 10. Oktober 2013 entnommen.

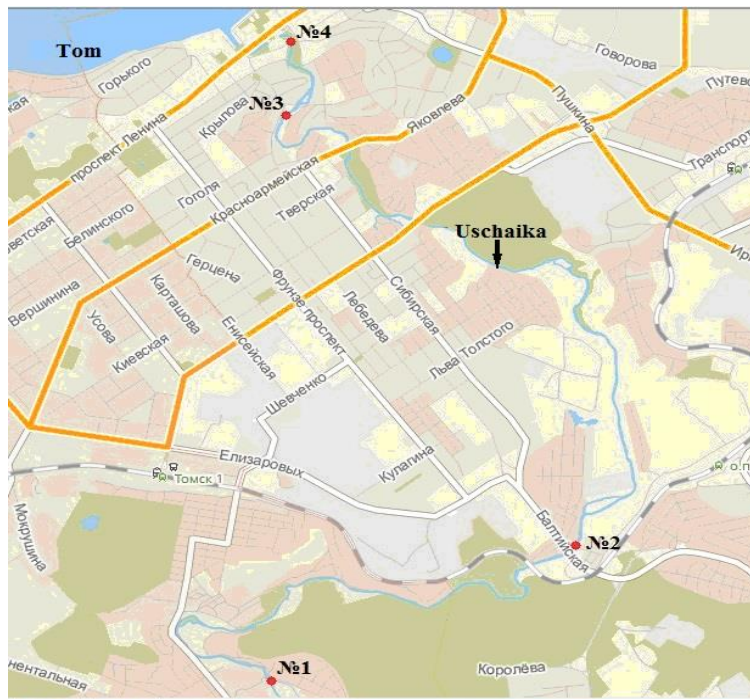


Abb. Entnahmepunkte der Proben für die Analyse

Die Proben der Sohlenauflandungen waren ins Labor übergeben. Der Inhalt der Schwermetalle in Sohlenauflandungen war mit der Methode der Atomar-Emissionsspektrometrie bestimmt. Der Verschmutzungsgrad wurde mit der Methode des Vergleiches mit maximal zulässigen Konzentrationen von Böden bewertet. Die Ergebnisse der Analysen sind in der Tabelle vorgestellt.

Die chemische Analyse der Sohlenauflandungen auf Schwermetalle

№	Cu, mg/kg	Mn, mg/kg	Ni, mg/kg	Pb, mg/kg	Zn, mg/kg
1	5,071	89,27	4,463	2,004	24,15
2	4,558	421,9	10,56	5,24	42,15
3	38,14	466,9	20,15	35,74	127,9
4	22,4	304,5	12,08	11,02	67,48
maximal zulässigen Konzentrationen, mg/kg	3	1500	4	32	23

Der Werte von Ni, Cu und Zn überbieten mehrfach die maximal zulässigen Konzentration in allen Punkten der Probenentnahme. In dem 3. Punkt (Lermontova Straße) überbietet ihre Konzentration die maximal zulässige Konzentration fünf-, – zwölffach. Die Bedeutung von Mn ist weniger als maximal zulässige Konzentration in allen Punkten der Probenentnahme. Die Bedeutung von Pb ist mehr als maximal zulässige Konzentration nur in drei Punkten der Probenentnahme. Die meisten Konzentrationen der Schwermetalle werden in dem 3. Punkt beobachtet.

Die durchgeführten Forschungen des Inhalts der Schwermetalle in den Sohlenauflandungen des Flusses Uschajka und ihre Analyse mit den maximal zulässigen Konzentrationen in den Böden haben die Überschreitung dieser Konzentrationen nach einigen Metallen gezeigt.

Der hohe Inhalt der Giftstoffe in Sohlenauflandungen kann man mit verschiedenen Gründen erklären. Zum Beispiel mit den möglichen unbefugten lokalen Ableitungen der industriellen Unternehmen der Stadt und dem Regenwasserabfluss von befestigten Flächen.

Einige Schwermetalle sind in geringen Mengen (Spurenelemente wie z. B. Kupfer, Zink, Mangan) lebensnotwendig, führen aber in höheren Konzentrationen zu Wachstums- und Stoffwechselstörungen bei Organismen. Die toxische Wirkungsschwelle liegt in vielen Fällen nur wenig oberhalb der geogenen Hintergrundkonzentration, so dass sich Schutzmaßnahmen an teilweise an diesen orientieren. Schwermetalle sind als chemische Elemente in der Umwelt nicht abbaubar. Zu einer Gefahr für den Menschen und die Umwelt werden sie erst bei erhöhten Konzentrationen und wenn sie von Lebewesen aufgenommen werden können. Die Konzentrationen in der Umwelt sind meist so gering, dass keine akuten Giftwirkungen auftreten. Dagegen sind langfristige, chronische Giftwirkungen dann zu erwarten, wenn einzelne Schwermetalle in die Nahrungskette gelangen und sich in Lebewesen anreichern können.

Wege zur Lösung dieses Problems werden weiter in der Masterarbeit erforscht.

Literatur

1. Fluss Uschaika [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://de.wikipedia.org/wiki/Wikipedia:Hauptseite> (дата обращения: 17.01.14).
2. Schwermetalle in Schwebstoffen der Fließgewässer [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://atlas.umwelt.hessen.de/servlet/Frame/atlas/wasser/of_wasser/sm_txt.htm (дата обращения: 17.01.14).
3. Schwermetalle [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://www.wasserwissen.de/abwasserlexikon/s/schwermetalle.htm> (дата обращения: 17.01.14).
4. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы ГН 2.1.7.2041-06 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://www.tehlit.ru/1lib_norma_doc/46/46714/ (дата обращения: 17.01.14).

KATHODISCHER KORROSIONSSCHUTZ ERDVERLEGTER ROHRLEITUNGEN

I.A. Chisamov

Wissenschaftliche Betreuerinnen Assistentin O.V. Kurganova, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Erdverlegte Rohrleitungen und Pipelines sind kostspielige Investitionsobjekte. Um einer Zerstörung durch Korrosion entgegenzuwirken werden sie durch Anstriche und Umhüllungen geschützt. Doch schon kleinste Beschädigungen im Anstrich oder Risse in der Umhüllung führen zur gefürchteten Lochfraßkorrosion.

Korrosion bewirkt eine elektrochemische Reaktion, welche Metall abträgt. Das Ergebnis sind leck gewordene Rohrleitungen, die enorme Sach- und Umweltschäden verursachen können (Abb. 1).

Für ein Versorgungsunternehmen ist es deshalb eine der wichtigsten Aufgaben, dieses Kapital nachhaltig zu sichern, die Lebensdauer zu verlängern und Instandsetzungsarbeiten zu minimieren.

Die erwartete Lebensdauer einer Rohrleitung beträgt je nach Transportmedium mindestens 50 Jahre. Eine Rohrleitung sollte jedoch bis zu 100 Jahre funktionstüchtig sein. Der Kathodische Korrosionsschutz bietet dabei ein Optimum an Sicherheit und Wirtschaftlichkeit denn selbst in kritischen Böden lassen sich Pipelines mit kathodischem Schutz über Jahrzehnte sicher betreiben.

Der Kathodische Korrosionsschutz (KKS) gehört zu den ältesten Schutzmethoden überhaupt. Kathodischer Korrosionsschutz als aktives Schutzverfahren greift - im Gegensatz zu passiven Verfahren - direkt an der Wurzel an. Die

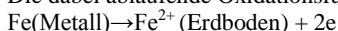
Methode beruht auf dem Zusammenhang zwischen Potential und Korrosionsgeschwindigkeit. Kathodischer Korrosionsschutz bewirkt eine Potentialabsenkung und reduziert so die Korrosionsgeschwindigkeit auf einen technisch zu vernachlässigenden Wert.



Abb. 1 Korrosionsschaden an Rohrleitung

Korrosion ist immer auf Potentialunterschiede zwischen einem metallischen Werkstoff (z.B. Rohrleitungen) und seiner Umgebung zurückzuführen. Sie ist ein elektrochemischer Vorgang bei dem es an der Metalloberfläche zu einem Materialabtrag kommt.

Die dabei ablaufende Oxidationsfunktion des Eisens kann durch folgende Formel dargestellt werden:



Dabei löst sich die unedlere Anode, während die edlere Kathode vollständig frei von Korrosion bleibt.

Durch die Anbringung einer elektrischen Spannung zwischen Metall und Erdboden lässt sich dieser Ablauf beeinflussen. Die Abbildung 2 (Abb. 2) zeigt den Einfluss der Spannung zwischen Metall und Erdboden auf die Korrosionsgeschwindigkeit. Die einzelnen Kurven stellen dabei die unterschiedlichen Bodentypen dar.

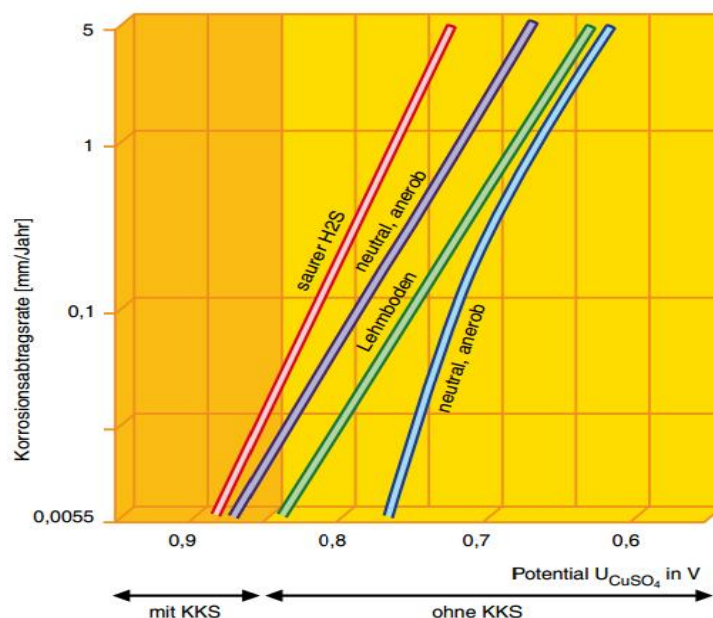


Abb. 2 Korrosionsabtragsrate von Stahl in Abhängigkeit des Rohr-Boden Potentials für verschiedene Böden

Es ist deutlich zu erkennen, dass mit negativeren Potentialwerten die Korrosionsabtragsrate kleiner wird. Eine Abtragsrate von weniger als 10 μm pro Jahr gilt als technisch vernachlässigbar. Um derartig geringe Abtragsraten zu erzielen, sind je nach Bodenart Schutzpotentiale (Rohr-Boden-Potentiale) im Bereich von -0,75 bis -0,95 V (gemessen gegen eine Kupfer/Kupfersulfat-Bezugselektrode) erforderlich.

Durch die Anwendung eines Kathodischen Korrosionsschutzes können die Unterhaltungskosten für Rohrleitungen drastisch gesenkt werden (Abb.3). Eine geringere Schadensanfälligkeit der Anlagen bedingt längere Überwachungszyklen und in weiterer Folge kann der Aufwand für regelmäßige Überprüfungen sogar halbiert werden.

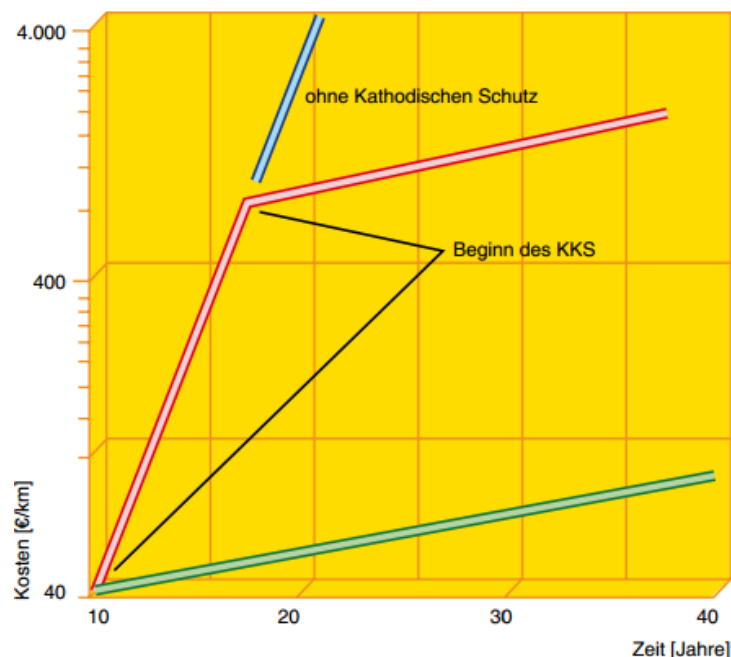


Abb. 3 Vergleich der Kosten durch Korrosionsschäden und Kosten des KKS

Die spezifischen Kosten eines Kathodischen Korrosionsschutzes hängen von mehreren Faktoren ab. So ist nicht nur die Länge der zu schützenden Rohrleitung ausschlaggebend, sondern auch das Alter des Netzes und ob bereits eine Teilerneuerung an der Pipeline vorgenommen wurde oder nicht.

Grundsätzlich kann man mit Kosten von etwa 4 - 15 % der Investitionssumme der Rohrleitung rechnen. Dieser Betrag steht jedoch in keinem Verhältnis zu den Kosten für die Behebung möglicher Schäden oder Produktionsausfälle.

Die Wirtschaftlichkeit von Kathodischem Korrosionsschutz kann durch die Grafik oben verdeutlicht werden. So bewirkt auch ein nachträglich installierter Korrosionsschutz an älteren Rohrleitungsnetzen eine deutliche Reduzierung der Instandsetzungs- und Wartungskosten.

Literatur

1. Kathodischer Korrosionsschutz [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://www.vc-austria.com/>
2. Kathodischer Korrosionsschutz [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://www.pipeservice.de/g/korrosionsschutz.html>
3. Korrosionsschutz [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://www.chemie.de/lexikon/Korrosionsschutz.html>

RESEARCH OF MAGNETIC ANOMALY NATURE IN THE AREA OF TPU TRAINING GROUND FOR GEOLOGICAL INTERNSHIPS

D.L. Chubarov, V.V. Bondarenko

Scientific advisors senior teacher S.V. Sokolov, associate professor D.A. Terre

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The training ground for geological internships of Tomsk Polytechnic University is located in the Republic of Khakassia lakeside Sobachje (Fig. 1), 20 km southwards the village Shire. Its area comprises 5,000 km² and is located at the junction of Salairsky fold structures of the Kuznetsk Alatau and Hercynian Minusinskiy intermountain depression where successfully combined simple and complex in its structure and availability geological sites, including numerous deposits and occurrences of gold, copper, molybdenum, tungsten the richest mineralogy [1].

Geosynclinal structural complex is formed by Late Precambrian and Cambrian depositions, ultrabasite intrusions and batholith granitoids. Transient structural complex is characterized by Devonian and Carboniferous depositions with numerous intrusions of basic, acid and alkaline composition. The platform stage of development caused formation of kimberlite pipes [2].

The internship conducted within this territory gives the students opportunity to develop skills of geological mapping and learn about the geological structure of the area and its ore occurrences.

For the second-year students of geophysics department the internship involves four weeks of practical training and route walks. The whole training period is divided into two parts which last for two weeks each. At the first stage, the students study the geology of the area, find out the basic information about ore occurrences and depleted deposits. They

do on-route ground surveying and take samples for their further description. The result of the first stage is the compilation of a geological map using the scale 1:50000, in which the students render the geological structure of the study area.



Fig. 1 TPU practice ground area.

● -Location of prospect for magnetic survey

While determining the element occurrence of rocks on the outcrop the compass needle happened to deflect from its true position by 90 degrees. This occasion turned into the subject of special consideration and eventually, it was suggested that magnetic mineralization presence in the outcrop can cause the magnetic field of granodiorites.

Thus, the main purpose of the investigation was defined as determination of the presence and nature of the magnetic anomaly. This can be achieved by accomplishing a number of objectives:

1. to explore a rock outcrop with magnetometer mmp-203 and process the obtained data, produce a contour plot;
2. to select oriented samples and explore their mineral composition in thin sections and polished sections;
3. to make conclusions about the nature of the magnetic anomaly.

Magnetic prospecting was carried out on the plot, 40 m * 50 m in size (see Figure 1). Basic profile pitch is 10 * 2 meters, that one of detailing profiles comprises 2 * 1 meter. The surveys along six basic profiles were completed supplemented by eleven detailing profile surveys necessary for specification of the anomaly structure.

After excluding the values of the background component magnetic field from the observation, it was possible to detect the anomalous zone (Fig. 2).

The anomalous zone has sublatitudinal distribution and it represents a dipole with extreme values of induction reaching 1305 nT and 2151 nT. The sections with such values are situated in proximity and are located on the West of the study area.

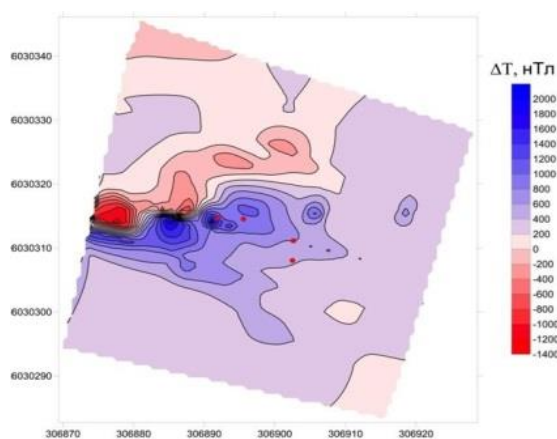


Fig. 2 AT isodynamics plan of survey area

The oriented samples from the outcrop were selected within the most intense part of the anomalous zone. They are required to reveal the nature of the anomaly (ratio of remnant and induced magnetization and the spatial orientation of the magnetization in natural occurrence of rocks).

The nature of magnetic anomalies at the first approximation can be determined judging by the mineral composition of rock samples which was identified as a result of the analysis of thin sections and polished sections.

Using a microscope it is possible to clearly observe hypidiomorphic dioritic composition in the analysed thin sections. Idiomorphism series is well expressed; one can detect wide tabular crystals of plagioclase, hornblende, which are interlayered with xenomorphic quartz grains filling irregular sections between older rock minerals.

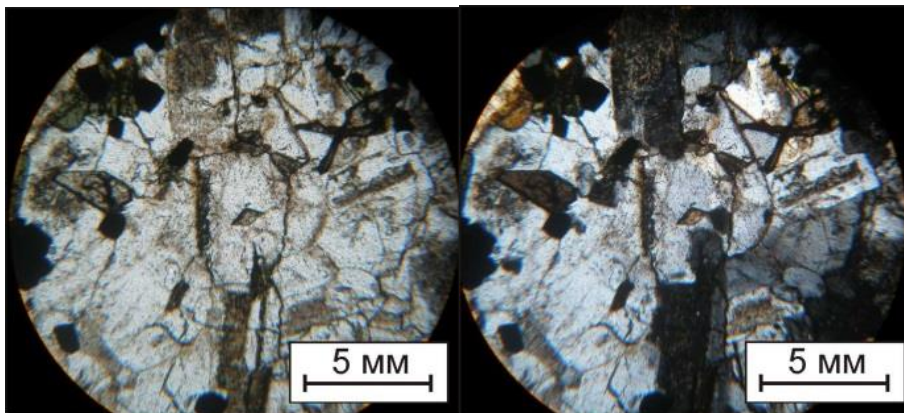


Fig. 3 Thin section sample № 2. Wedge-shaped sphene inclusion in plagioclase crystals observed using light (left) and dark-field microscopy (right)

The rock consists of plagioclase - andesite (50%), in smaller quantities there is normal hornblende (30%), quartz (10%). The percentage (about 10%) of ore mineral (as may be supposed magnetite (10%)) and accessory minerals like sphene is noticeably high.

In the samples studied in the reflected light there are inclusions of ore mineral - magnetite which have regular isometric octahedral shape. The clusters of grains frequently form aggregates up to 1-2 mm. In particular cases, the decay structure represented by hematite plates can be observed in magnetite.

The analysis of ΔT isodynamics plan of the survey area makes it possible to draw a number of conclusions. The most intense anomalous zone has a relatively small area of about 400 m², sublatitudinal distribution and it is located in the western part of the study area. Based on the assumption that there is one anomalous body, one can conclude that it has a steep dip. This conclusion is based on the spatial proximity of the anomalous field extremum points. The closer they are, the steeper the dip angle of the body provided that there is on-dip magnetization.

Taking into consideration the spatial location, both positive and negative values may indicate that the zone of ore mineralization occurs at a certain angle to the surface. The dip angle of ore mineralization area depends on the extreme values of induction, particularly in-between angle and in this case it is approximately equal to 50° (maximum dip angle). Furthermore, the observation of isodynamics can reveal that the zone of ore mineral intrusion is more likely to have a plate-like shape. This is indicated by the position of local extreme isodynam values on the plan. Punching of ore minerals resulted most probably from contact metasomatism, which confirms the fact that the analyzed diorite outcrop is close to a granitic intrusion.

Thus, the magnetic field anomaly is caused by magnetite mineralization. The investigation permitted to determine the approximate angle of dip of ore formation and peculiarities of ore mineralization occurrence.

The further research in the laboratory would be devoted to the analysis of physical parameters of samples that will give information about the exact angle of dip and uniformity of mineralization, as well as about the nature of the studied anomalies in general.

References

1. Ананьев Ю.С. Материалы по геологии учебного геологического полигона Томского политехнического университета по результатам ГДП-200. - Издательство ТПУ, 2005.
2. Парначёв В.П. Геология и минералогия северной Хакасии: Путеводитель по учебному геологическому полигону вузов Сибири / авт. В.П. Парначёв, Б.Д. Васильев, И.И. Коптев, Н.А. Макаренко, С.С. Гудымович, С. В. Парначёв, Ю.С. Ананьев, А.Ю. Фальк, М.Г. Танзыбаев; под ред. В.П. Парначёва и Б.Д. Васильева. - Издательство ТПУ, 2007. - 236 с.

COMPUTATION OF STRESSEDLY-DEFORMED SECTORS OF A PIPELINE IN THE PROCESS OF LAYING ON THE SEABED

P.O. Dedeyev, A.A. Gorohov

Scientific advisors professor P.V. Burkov, associate professor M.V. Vlasova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays the main promising exploitations of oil and gas fields in the Russian Federation are carried out in the northern seas. Due to the depletion of the known land deposits and a growing need in the oil and gas offshore exploitations are intensified and the amount of produced oil and gas is rising up. That point is proved by statistics data of 2012: almost 30 % of oil and gas in the world is extruded from the sea [1].

It is known that the Russian Federation has a long northern seas boundary and a huge amount of Arctic lands, so it gives a reason for the northern seas oil and gas fields development. But the question that should be raised is concerned with the transportation of crude oil to the downstream companies. It goes without saying that pipeline transportation is one of the most efficient methods to deliver oil and gas, but construction and exploitation of marine oil and gas pipelines are a challenging engineering task, which involves computation of a local contortion of pipelines. It could be stated, that the contortion is the main criteria of the pipeline productivity. This statement stipulates the relevance of the article.

The objective of the article is to perform a precise and comprehensive computation of a stressedly-deformed marine pipeline. In order to fulfill this objective the following tasks are set: to study building standards and development requirements; to perform a test computation of pipeline contortion and whipping during its laying on the seabed by S-formed trajectory using software package Ansys 14; to analyze obtained data; to compare data obtained with standard figures.

It is a fact, that the local contortion is irreversible waste of pipeline carrying capacity as a result of a combination of external factors, which include torsional moment, tensile longitudinal load and ambient pressure (hydrostatic pressure of the sea water). In this case, empirical evaluation of the pipeline stability is expressed by the following criterion equation [3]:

$$f\left(\frac{p}{p_0}, \frac{M}{M_0}, \frac{N}{N_0}\right) = 1 \quad (1)$$

where p (M , N) stands for ambient pressure (torsional moment, tensile longitudinal load);

p_c (M_c , N_c) – maximum allowed ambient pressure (torsional moment, tensile longitudinal load);

f – a functional dependence.

Russian standards BH 39-1.9-005-98 (construction of marine pipelines) and Gazprom Company Standard 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems) are examined in the given article. Besides, there are such documents as British standard BS 8010 (part 3) and Norwegian Det Norske Veritas (DNV) OS-F101 in other countries. The main differences are discussed in the articles of Burkov, Protsenko and Gorochov [3].

According to the documents of the Russian Federation [2, 4] the following criteria are essential and sufficient conditions for blocking of the process of local contortion of pipelines:

$$\frac{p_0}{p_c} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_c} \leq 1; \quad (2)$$

where ε_0 – flexural strain, appearing during placing of pipelines on the sea floor, according to Russian standards [3], on the depth above 1000 meters flexural strain should be less than 0.015% (0.0015); on the depth below 1000 meters this strain is reckoned to be 0.4%;

$\varepsilon_c = \frac{\delta}{2D_e}$ – critical flexural strain, causing contortion in the result of “clear” pipeline bending;

D_e – exterior pipeline diameter;

$p_c = \frac{p_e \times p_y}{\sqrt{p_e^2 + p_y^2}}$ – average pressure.

The pipeline system Blue Flow was taken as an example for the computation and its characteristics are as follows: diameter is 610 mm, the thickness of the pipeline – 31.8 mm, maximum hydrostatic pressure – 21.17 MPa (because of the Black sea depth – 2150 meter), material liquid limit – 580 N/mm², temporary fracture strength – 590 N/mm².

The calculation situation is the location of the pipeline by means of pipe-laying vessel. The trajectory of the pipeline is S-formed. There is no axis translocating, active powers are gravitation, underwater pressure and the power of the basin counterpressure at the bottom of the Black sea.

The method used for computing is a finite difference method, which is used for the calculation and determination of the dangerous zones.

Figure 1,2 show zones with the biggest stress: joint weld and small area, that is located near it; “movement limiter” – usually holdfast anchors are used as “movement limiter” in order to stop the transporting of the pipeline system and to fix pipeline to the ocean or seabed.

Figure 3 gives a clear view of the hardly stressed zone, where double margin of safety is provided.

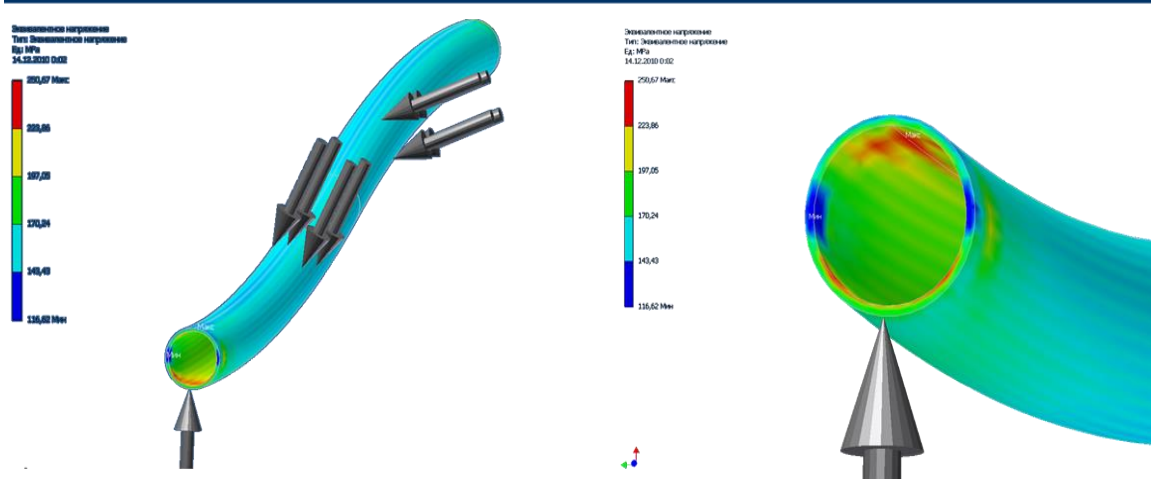


Fig. 1 Pipeline stresses

Fig. 2 Welded seam stress

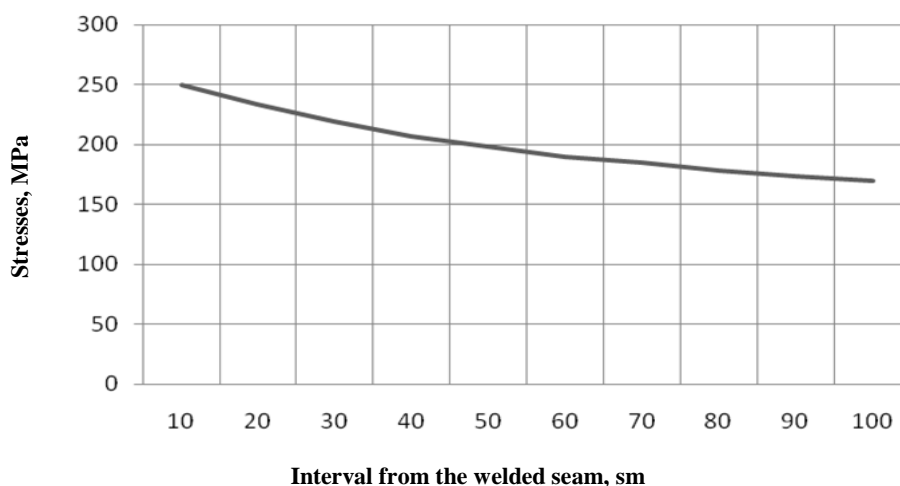


Fig. 3 Stress spreading in the welded seam zone

To sum it up, aforementioned tasks were carried out: functioning building and exploitation standards are studied; the test computation of pipeline contortion and whipping during its laying on the seabed with S-formed trajectory using software package Ansys 14 Workbench were performed; the analysis of the data obtained was carried out. It should be mentioned that Ansys 14 Workbench did not make it possible to compare the obtained data with a standard figures due to the absence of the needed option. It means that the situation, when the pipeline system is accessed by the software, is not authorized according to the Russian Federation standards. That is why a false sense of safety could be developed. Thus, the question about further scientific research results arises.

References

1. Bogoyavlensky V. Prospects and problems of the arctic shield oil and gas fields development. [электронный ресурс]// Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-11/1/>, (дата обращения: 19.02.2014)
2. Нормы проектирования и строительства морского газопровода [Текст]: ВН 39-1.9-005-98 – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 32.
3. Проценко С.А., Бурков П.В., Горохов А.А. Напряженно-деформированное состояние участка морского трубопровода // Сборник трудов IV международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодых ученых "Инновационные технологии и экономика в машиностроении" – Томск, ГОУ ВПО НИ ТПУ Юргинский технологический институт, 2013. – С. 573 - 575.
4. СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101) Подводные трубопроводные системы 98 – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 204 с.

**BIOGEOCHEMICAL INDICATORS OF HUMAN ORGANISM ASH RESIDUE
OF SOME RUSSIAN CITIES**

M.A. Deriglazova

Scientific advisors professor N.V. Baranovskaya, professor L.P. Rihvanov
associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The element composition of human organism is tightly connected with geochemical conditions of the environment, in which person lives, therefore this information is important for both medicine and geocology. But, on the other hand, it is important to know in what chemical compounds these elements exist, how they affect the human organism and how toxic they are. Due to this fact in the current paper we are researching the human organism ash residue by electronic microscope. The results of this research allow us to make some suggestions on form of existence of some elements in the human organism.

Ash residue of human organism it is a crematory material, which remains after burning a human body. 107 samples from different cities of Russia were analyzed in the process of research: St. Petersburg, Novokusnetsk, Rostov-on-Don, and Yekaterinburg.

The purposes of the first research stage were to determine the element content of human organism ash residue; to calculate concentration coefficients of relative average value; and to determine the specific elements for each city. The purpose of the second research stage was to determine in what chemicals these specific elements exist in the human organism by electronic microscope.

Results of INAA permit us to distinguish regional features of human organism ash residue of Novokusnetsk: Ca, U; of Novosibirsk: Co, Sb, Au; for Rostov-on-Don: Sc, Cr, Ag, La, Ce, Eu, Yb, Hf, Ta, Th; for St. Petersburg: Na, Fe, Zn, Sm, Tb, U; for Yekaterinburg: As, Br, Rb, Sr, Cs, Ba.

It is known that the mineral basis of human organism is hydroxyapatite ($\text{Ca}_5(\text{PO}_4)_3(\text{OH})$), because this mineral makes up about 50-70% of our bones [1]. Therefore, the basis of ash residue of human organism should be such elements as calcium, phosphorus, oxygen and hydrogen. And our research bears witnesses to this fact. The matrix (basis) of human organism ash residue is oxygen, calcium, carbon, phosphorus, as well as other elements, which also constitute the matrix, but in smaller amounts: sodium, potassium, magnesium (Table). Besides, oxides of metals (iron, zink, aluminum, copper, lead) were found in the ash residue in large amounts.

Table

The chemical composition of matrix of human organism ash residue

The element	Average with error (%)
C	13,6±9,06
O	40,27±2,81
Na	4,41±0,84
Mg	1,34±0,54
P	10,29±2,31
K	1,89±0,65
Ca	26,79±7,08

But the most interesting elements are not macro-and micronutrients, because they are probably technogenic particles. For example, they are chemicals of rare and radioactive elements: particle from Novosibirsk, which is consists from 37% of lanthanum, cerium, thorium and neodymium, 40% of phosphorus and oxygen, this composition is close to the mineral called monocyte ((Ce, La, Nd ... Th) PO_4). Samples from Yekaterinburg contain a lot of grains of barium and sulfur, which are close to the mineral barite (BaSO_4), it is consist of 25-29% of Ba, 1-5% of S and 32% of O. Besides, we can find iron oxides in those grains, which are the barite's impurity. It is necessary to notice that barium is an element, which concentrates mostly in the samples of Yekaterinburg, and it can be the result of metallurgical specification of this region.

The most interesting finding is particles from Novosibirsk samples consisting from 41% of gold. The coefficient of concentration of Au in Novosibirsk is more than 3 and it means that this element accumulates in the organism of Novosibirsk residents. On the one hand, it can be explained by natural reasons (gold deposits located in this territory: alluvial placer of gold, gold-bearing weathering crust, gold-quartz ore). On the other hand, it can be the result of Novosibirsk refinery operation. It is more important that these particles are man-made and many gold compounds can be toxic for people. When it accumulates in organism, it can lead to various diseases.

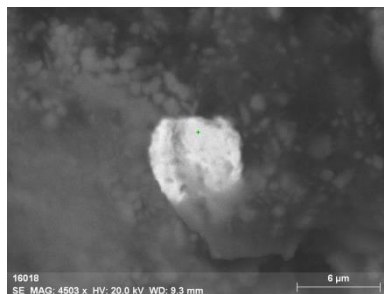


Fig. Gold particle in the ash residue of human organism

Thus, the results of this research determine in what chemicals some elements occur in highest and lowest concentrations in human organism. Genesis of these particles is mostly natural, but also there are man-made particles, which show the geochemical conditions of environment.

References

1. Korago A. A. An introduction in biominerology / St. Petersburg: Nedra, 1992. - 192 p.

REGULARITIES OF SPATIAL DISTRIBUTION OF URANIUM AND RADIUM ON THE INKAY FIELD (REPUBLIC OF KAZAKHSTAN)

O.A. Dzhabiyev

Scientific advisors associate professor V.A. Domarenko, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Inkay field is the largest sheeted and infiltration field in Kazakhstan and the CIS. Ore-bearing zones of the field are traced from the northeast to the south at distance about 55 km with their general width from 7 to 17 km.

The field is opened in 1976 by party No. 27 (the chief V. N. Plekhanov, the chief geologist N. N. Petrov) during search of reconnaissance drilling. In 1979-1983 preliminary investigation was made, and in 1981-1991 the first stage of the detailed investigation was carried out by specially created expedition No. 7. During this period natural multiborehole experiment on uranium extraction by way of underground leaching was carried out and as a result it was confirmed not only high profitability of uranium production with this method, but also it was confirmed basic possibility of passing extraction from uranium ores of other components: scandium, rhenium, rare-earth elements.

The folded base on a field lies at a depth up to 2-3 km and it is presented by terrigeno- siliceous Cambro-Ordovician formations.

The MZ-KZ coal mine of deposits begins the multicoloured, rather dense gravel and sandy-argillaceous formations localized in falls of the surface of mid and late Paleozoic level. They are hypothetically senomansky age. The Ore-hosting complex is presented by Mynkuduksky and Inkuduksky horizons of Upper Cretaceous.

The uranium mineralization is localized almost in all lithological rock varieties with a certain inclination to average-grained sand. The structure and quantitative ratio of the detrital material, both rock-forming and accessory, don't differ practically from field ores of Mynkuduk horizon.

The bulk of uranium concentrates in rocks of clay aleuritic filler. Texture of ores is disperse, finely disseminated. Structure is interstitial.

The uranium mineralization is presented by pechblende and coffinite in the ratio: on the whole for the field 82 and 18% respectively, for the mineralization in the Inkuduksky horizon – 77 and 23%, and for the mineralization in Mynkuduksky horizon – 87 and 13%.

Siderite, calcite, native selenium, sphalerite, chlorite, polianite, apatite and pyrites (seldom marcasite) are discovered in authigene mineralization besides uranium minerals. [2]

Various methods of research, including the radiometric one are used on the field. The dependence of results of radioactive balance product measurement on radioactive decay, capacities of ore congestion, etc. is the main lack of radiometric methods of approbation on young uranium fields of hydrogenous type. Imbalance in the number of products of radioactive decay leads to results falsifications so long as the content of uranium 238 is not identified by gamma-ray intensity, and concentration of radium 226 and products of its disintegration is determined by intensity of gamma radiation. Radioactive imbalance is usually connected with those products of radioactive decay of uranium ranks, possessing sharply various geochemical properties. They show tendency to division and spatial isolation, especially in the conditions of a hyper genesis zone. As well as all alkali-earth elements, radium possesses the only form of oxidation +2, it is inclined to a complex formation a little. There is as a form of Ra²⁺ ion in water solutions. Chlorides, bromides, iodides, sulfides and radium nitrates are soluble in water. Its sulfates, carbonates, phosphates, chromates, fluorides and oxalates are slightly soluble in water. Uranium is complexable: carbonate, sulphatic, fluoride, phosphatic and hydroxyl. [1]

The period of time (1,7 million years) is necessary for establishment of radioactive balance between uranium and all products of its disintegration (provided these products won't be removed from places of their formation). The

falsifications of the uranium true content values, connected with changes of effective atomic numbers and capacities of ore congestions, are also improved by means of correction introduction in results of the radiometric data interpretation (coefficient of radioactive balance K_{rr}). Correction size for radioactive disbalance between uranium and radium is estimated according to the formula:

$$K_{rr} = C_{Ra} / C_U,$$

where C_{Ra} – the content of radium expressed in terms of equilibrium uranium,

C_U – the content of uranium in ores.

The main problem is that K_{rr} on young fields is displaced towards either uranium or radium. On the Inkay field it was accepted for 1 that leads to incorrect geological and technological conditions of the uranium production.

We suppose tasks to be solved during research. They are following:

1. To carry out interpretation of geophysical data, notably gamma ray logging and KND;
2. To compare geophysical data (gamma ray logging and KND) with the results of geochemical researches;
3. To create the distribution of U and Ra on the basis of geophysical researches in the plan and on sections;
4. To create the volumetric geological and mathematical model of K_{rr} distribution;
5. To make recommendations about the rational complex of geological and technological researches.

The practical importance is the allocation of sites with the radium and uranium component. The purpose of it is to produce more effectively U by UBL (underground borehole leaching). All will reduce the price of works and increase productivity.

References

1. Domarenko V.A. Rational technique of searches and geological and economic assessment of fields ores of rare and radioactive elements. - Tomsk: TPU, 2010. – 260 p.
2. Petrov N.N., Yazikov V.G., Aybakirov H.B., Plehanov V.N., Vershkov A.F., Lyhtin V.F. Uranium deposits of Kazakstan (exogenous). - Almaty: Gylym, 1995. – 264 p.

GEOTECHNICAL STUDIES OF VLADIVOSTOK HILLS FOR CONSTRUCTION PURPOSES

R.S. Fedjuk

Far Eastern Federal University, Vladivostok, Russia

For professional developers who traditionally deal with vast territories, undulating Vladivostok area is very interesting: it provides all the features for perfect reproduction technology terraced housing on the principle of "one hill per one house." This approach implies building activities on the entire area or vacant hill slope (slopes of hills empty at the moment make up about a third of the urban area of Vladivostok) which concentrate on low-rise building to maximizes the potential of local landscapes and economic literacy to build infrastructure - both in terms of networks utility and social communications [1].

At the same time the hills of Vladivostok, where intensive housing construction, including high-rise buildings have been recently initiated, are under-explored geologically and in most cases studies show that the soils on the slopes of the hills are not able to ensure the stability of the foundations of buildings and structures [2]. The fact that construction standards that govern engineering surveys for the construction, have been developed for the central and central Russia, and geology in the Far East of the country is varied and quite complicated are not taken into account. It differs in Kamchatka from that one characteristic for Sakhalin, Yakutia and the Primorye territory. Therefore, existing methods in Primorye engineering research are suitable for the Ussuri or Spassky, and for Finds Dalnegorsk and even more for Vladivostok they do not provide complete and accurate information for future design and construction of safe housing.

The territory of Vladivostok and especially coastal hill slopes are very difficult to build a platform. Geological and soil structure of most hills of the city is chaotic and has a localized nature. Like a puff pie, wherein all the layers are mixed and then placed vertically, horizontally, the overlap is arranged at an angle. With this structure, soil drilling point leads to large errors and evidently cannot give an objective view for the area development. As a result, in Vladivostok in some areas of the construction site they failed at the stage of pile driving though there were cases when an apartment house was built on the slope of the hill box in the middle and slid sinking [2].

Nowadays in Vladivostok while selecting a construction sites a serious engineering research using modern methods and tools is not available to carry out. If developers knew exactly the structure of hill soils, many of them would never have started any construction, at least, high-rise structures. Nevertheless, building on slopes of hills is conducted quite actively. It is necessary to seriously consider the issues of engineering studies since tomorrow we may encounter problems concerned with emergency foundations, cracked walls and primarily, unsafe high-rise buildings.

As it is mentioned above, layered structures - the soils and rocks on the slopes of hills are the most frequently observed. For example, it may be as follows: the top plate solid rock, then a layer of crushed stone on which this upper part is based both on a layer of oil, and then again there is a solid rock. If such a ground has to sustain large house loads with vibrations that upper plate rock moves out down like a clockwork and building collapses. Stratification in the soil reaches the point that sometimes occurs between monolithic slabs of emptiness. In such emptiness piles and borax fail completely. In today's practice of engineering research, there are cases when the drilling stumbles on some rocky ground and a construction customer stops drilling operation as it is clear that the solid rock is underlying. If the engineer prospector requires a more detailed study of the soil, he will found out that there is a risk of building an in safe house in a dangerous place.

In addition most of the slopes of the hills in Vladivostok are saturated with active underground water sources (springs), this leads to decompaction of soil under the foundations of buildings. For example, occurrence of quicksand mixtures, especially in the sandy loam soil can cause violation of the integrity of the foundations. Building constructions on those stretches of hills is associated with taking risks of breaking safety requirements since currently the state policy is aimed at ensuring the safety of construction as a basis for sustainable development of the construction industry.

As is known, there are rules in urban planning concerning sizing driveways, standards of safe distance in house spacing, including considerations of potential shading (isolation). Designers working out a development plan of the studied area took into account all the requirements and, subsequently any residential area of the city basically meets these standards and requirements. At present infill development often violate them.

Engineering survey for construction is a kind of construction activities, which provides a comprehensive study of natural and man-made conditions of the area (region, district, site, area, highways) construction projects, making forecasts of the interaction of these objects with the environment, the rationale for their engineering protection and safe living conditions. On the basis of the data obtained from engineering surveys for construction under development project documentation, including planning documentation and justification of investments in construction projects and documentation for construction of enterprises, buildings and structures, including expansion, renovation, modernization, operation and decommissioning State Cadastre information systems and settlements, as well as recommendations for making economically, technically, socially and environmentally sound design decisions are produced [3].

Infill development often leads to a conscious violation of the safety requirements for construction because if you build a construction without deep engineering research, not knowing on what grounds it stands, the building could collapse.

As a rule, high-rise buildings are built on a small area with the view to make the commercially most successful object. A high-rise building (even a five storied one) construction is a risky undertaking. On the other hand, to carry out a comprehensive geological survey is simply impossible, because all network communications, pipelines make digging there problematic.

To examine the soil layers in engineering surveys it is necessary to drill a number of wells in the certain area. In the Soviet period, engineering surveys were conducted in accordance with the regulations and, as it was already mentioned; though the equipment was perfect enough they were not taken into account especially in the Far East.

However, this is only technical aspect of the problem. Besides, infill development has moral and ethical impact. It creates a problem of haphazard and chaotic architectural appearance, creating psychologically depressing and aesthetically repulsive urban environment. This aspect has great significance and consequences. Architectural aspect refers not only to city's appearance, but also the aesthetic, cultural, moral and spiritual level of its residents.

Buildings, avenues, streets, lanes and squares of Vladivostok embankments have a tremendous impact on the formation of the general culture of the people who live here. Unfortunately, we do not pay enough attention to morality, ethics and culture, we are commercialized. That costs money and does not have the highest value, and urban residents got used to believing that they can buy and sell everything in their lives.

Currently authorities in Europe and Asia are aware of the importance and significance of engineering surveys for the safe construction, and, as a consequence, in addition to traditional methods new techniques, technologies and equipment are actively implemented. For example, seismic acoustic methods, the use of ground penetrating radar, laser scanning and digital air-photographing etc are effectively introduced into engineering surveys.

Implementation of new technologies and equipment into engineering research is a costly undertaking, but the security of property is worth it. One has to agree with the owners that investment in the acquisition of an unreliable and unstable home seems stupid and pointless, because it is dangerous to live in, and to sell such property is very difficult or impossible.

Moreover, world's practice gives use a perfect example of Japanese who build both beautiful and quite safe housing for their seismically and geologically complex areas and grounds. You only need to clearly understand all the complexity and peculiarities of the development area. If one talks about Vladivostok hills as construction sites, it should be clearly admitted that this is the area of high risk, and therefore, we should first focus on low-rise building engineering research activities to strengthen the soil, wastewater drainage systems, reinforced construction of the foundations of buildings and structures, etc. It is evident that this would increase the cost of construction, reduced profitability of projects, but there is no other way if we are to build safe and secure housing.

References

1. Energy efficient construction on Vladivostok hills [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://vladkvarira.ru/article/item/205-energoeffektivnoe-stroitel'stvo.html>
2. Vladivostok hills - a special area for construction [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://primamedia.ru/news/15.10.2011/175196>.
3. SNIP 11-02-96. Engineering survey for construction: Fundamentals. – М., 1997.

USING OF COMPOSITE NANOSCALE MATERIALS BASED ON ALUMINUM OXIDE FOR WASTEWATER TREATMENT OF URANIUM

D.N. Galushkina, M.M. Vasilyeva

Scientific advisors associate professor A.N.Tretyakov, associate professor I.A. Matveenko
National research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

All present environmental pollution by radioactive ions derived from the processing of uranium or leakage of nuclear reactors, represent a serious threat to health man. Radioactive substances can leach into groundwater and contaminate drinking-water supplies areas of high population density. Key approach in the development of technologies for the removal of radioactive ions from the environment - mainly from wastewater and their subsequent safe liquidation - is the invention of materials which can absorb radioactive ions from wastewater, and to do so selectively irrecoverable efficiently and in large. Key approach in the development of technologies for the removal of radioactive ions from the environment - mainly from wastewater and their subsequent safe liquidation - is the invention of materials which can absorb radioactive ions from wastewater, and to do so selectively irrecoverable efficiently and in large quantities. Are widely used sorption methods of water purification from transuranic elements quantities. Are widely used sorption methods of water purification from transuranic elements. This methods allow you to clean waste water to the desired level of activity. Enormity of the task at elimination of the effects of pollution and prevent further contamination requires adequate efforts to develop sorbent materials and technologies for their use. In specifically, sorbents should be cheap and mass, and compact residue containing radionuclides, should be comfortable for long-term storage, treatment or disposal. In recent years in many developing countries is widely research to develop a new class of sorbents, consisting of biogenic substances (biosorbents). For example, they are produced from microbial mass or fungi, which are waste microbiological industry [3]. Furthermore, it is known titanium oxide nanoparticles are good sorbents uranium from aqueous solutions [1]. But titanium is quite expensive metal, which complicates the use of sorbents based on it on a massive scale.

In this work, the goal was set: the development and study of composite material based on molds and aluminum oxide nanoparticles for industrial wastewater from radioactive contaminants. As sorbents nanoparticles alumina (AlOOH) have been chosen. Furthermore, it is known that fungi have the ability to absorb and accumulate intracellularly and radioactive heavy metals that provide additional adsorption of radioactive materials from contaminated media. In biosorbent was selected as mold fungi *Aspergillus niger* [2]. The study of the sorption of uranium was performed under static conditions at room temperature. Measuring the mass concentration of uranium in solution before and during the sorption were performed luminescence method for fluid analyzer "Fluorat-02-2M", according PNDF 14.1:2:4.38 - 95 [5]. Studies have shown the benefit of using composite materials based on fungi and alumina nanoparticles.

Table

Sorption characteristics of materials

Sorbent	The initial concentration of uranium, mkg/l	The final concentration of uranium, mkg/l	Sorption degree, %
TiO ₂	1200		62 [1]
<i>Aspergillus niger</i>	2325	1152	50
<i>A. niger</i> @AlOOH	2325	420	80

The Table shows that the degree of adsorption of composite materials is 80%. This material significantly outperforms the sorptive capacity of titanium oxide nanoparticles (62%) [1]. moreover nanopowder alumina cheap, easy to make. As a conclusion it can be noted that the obtained composite material based on molds and aluminum oxide nanoparticles is a promising sorbent for water purification from radioactive contamination.

References

1. Xu, Mingze; Wei, Guodong et al Titanate Nanotubes as a Promising Absorbent for High Effective Radioactive Uranium Ions Uptake // Journal of Nanoscience and Nanotechnology, – Vol. 12. – № 8. – pp. 6374-6379.
2. Gorovoy L.F., Kosjakov V.N. The cell wall of fungi - the optimal structure for biosorption // Biopolymers and cell. – 1996. - Vol.12. - № 4. - pp. 49-60.
3. Selivyorstov A.F. Sorption of chitin, chitosan and chitin-containing radioactive materials components from aqueous solutions. Dis. ... Cand. of chem. Sciences. - Moscow, 2004. – 120p.
4. PNDF 14.1:2:4.38 - 95. Methods for measuring the mass concentration of uranium in the samples.
5. Natural, drinking and waste water by luminescent liquid analyzer "Fluorat -02-2M ". 2005. – 18p.

**TECHNOGENE UND MINERALISCHE TEILCHENARTEN IN DEN FESTEN SCHNEEPROBEN
IN DER ZIEGELWERKSNAHE (TOMSK)**

S.I. Ganina

Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin A.W. Talowskaja, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Die ökologische Situation in der Stadt Tomsk verschlechtert sich unter dem Einfluss der Industrieunternehmen. In diesem Artikel wird der Einfluss der Ziegelwerksemissionen in die Atmosphäre betrachtet. Für die Forschung wurden die festen Schneeproben in der Nähe von Ziegelwerk entnommen. Bei den Probenuntersuchungen war die Zusammensetzung verschiedener technogener und mineralischen Teilchen festgestellt. In der Forschung wurden zwei Methoden verwendet: Schlich-Analyse und Elektronenmikroskopie.

Schlich-Analyse ist die mikroskopische Untersuchung der Proben mit dem stereoskopischen Binokular (Leica 4D). Eine detaillierte Untersuchung der Mikroteilchen lässt sich diese Teilchen durch Farbe, Glanz, Härte, Durchsichtigkeit, Form und Teilchengröße, Beschaffenheit der Oberfläche bezeichnen.

Mit Hilfe der Schlich-Analyse wurden der Materialzusammensetzung und der Komponentenanteil bestimmt. Weiter wurde die chemische Zusammensetzung der Proben unter dem Elektronenmikroskop detailliert untersucht und einige Arten der technogenen und mineralischen Teilchen wurden an den Tag gebracht.

In den Proben war der Prozentanteil aller Arten der natürlichen, mineralischen, biogenen und anthropogenen Teilchen durch Vergleich mit Vergleichskreisen von S.A. Vakhromeev festgestellt, dabei ist der Zusammenzahl aller Teilchen 100% (Abbildung 1).

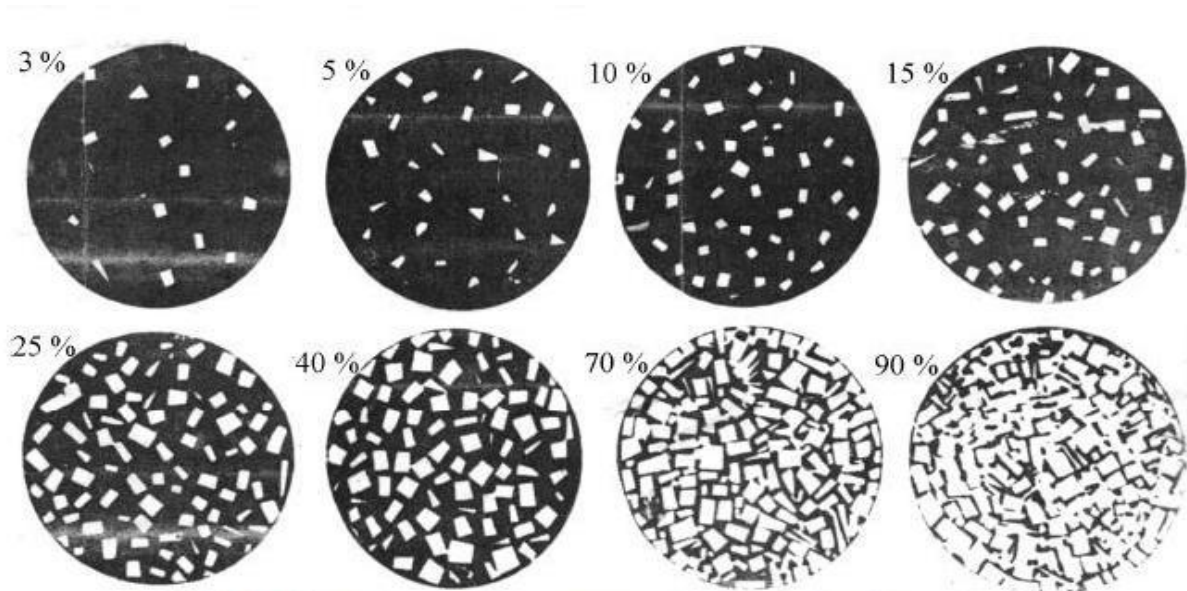


Abb. 1 Vergleichende Bestimmungsmethode (nach S.A. Vakhromeev)

Die Probeforschung wurde in international innovativ Forschungs- und Bildungs Zentrum "Uran Geologie" am Lehrstuhl für Geoökologie und Geochemie Tomsker Polytechnischer Universität mit Hilfe vom Rasterelektronenmikroskop (SEM) Hitachi S-3400N mit EDS Bruker XFlash 4010 durchgeführt (Abbildung 2).



Abb. 2 Rasterelektronenmikroskop (SEM) Hitachi S-3400N c EDS Bruker XFlash 4010

Табелле 1

Die Ergebnisse der Schlich-Analyse

Teilchenname	Probennummer, % Zusammensetzung					Herkunft
	KZ-113	KZ-213	KZ-313	KZ-413	KZ-513	
Ziegelbruch	25	15	10	5	5	T
Alumosilikate	10	5		10	10	T
Quarz	15	25	15	25	15	N
Schlacke- und Ascheteilchen	35	40	40	40	40	T
Ruß und Kohlenteilchen	10	5	10	10	10	T
Feldspat	5	10	15	10	10	N
Pflanzenrest			10			N

Die Probe wurde zuerst auf Scotch eingelegt, dann wurden die Parameter der Probe gemessen und sie wurde in eine Vakuumkammer gesetzt. Jede Probe wurde visuell mit Vergrößerung 500-1000mal untersucht. Die Teilchen wurden nummeriert und die elementare Zusammensetzung jedes Teilchen wurde bestimmt.

Mit Schlich-Analyse wurden fünf Proben untersucht. Proben wurden in verschiedenen Abständen vom Ziegelwerk entnommen (100 – 500 m). Die Ergebnisse zeigen, dass die in den Schneeproben enthaltenen Teilchen in erster Linie technogene Herkunft (75 – 85%) haben. Es gibt nur 15 – 25% der Teilchen mit natürlicher Herkunft. Die Untersuchungsergebnisse sind in der Tabelle 1 dargestellt.

Dann wurde noch eine Probe für die Untersuchung im Elektronenmikroskop in der Ziegelwerksnähe entnommen. Es wurden in der Probe Beimischungen untersucht, ihre Zusammensetzung, Größe und Form sowie die Herkunft (natürliche oder künstliche) bestimmt. In der Probe wurden zwölf verschiedene Teilchen untersucht und neun Mineralien abgesondert. Die Untersuchungsergebnisse sind in Tabelle 2 dargestellt.

Табелле 2

Die Ergebnisse der Elektronenmikroskopie

Mineralnummer	Mineral	Teilchenform	Elemente	Teilchengröße, mkm	Herkunft
1	Chromit	Kristall ist zerstört	Fe, Cr, Si, O	16,5	N
2, 8	Zirkon	unregelmäßige Form, Kristall ist zerstört	Zr, Si, O	3,9	N
5	Ilmenit	Kristall ist zerstört	Fe, Ti, O, Si	20	N
6, 3	Galenit	Kristall ist zerstört, unregelmäßige Form	Pb, S, O, Al, Si	5	N
7	Metallisches Zink	Kugelform, Kristall ist zerstört	Zn, Si, Al, O	47	T
9	Sfalerit	Kugelform	Zn, S, Si, O, Al	1,7	N
10	Chalkopyrit	Kugelform	Cu, Fe, S, O	1,8	N
11	Oxide von Eisen und Mangan	unregelmäßige Form	Mn, Fe, O, Si, Al	40	N
12, 4	Baryt	Kugelform, sphärische Form	Ba, O, S, Si, Al	2,4	N

Mit Elektronenmikroskopie wurden die Arten der technischen und Mineralteilchen (Elementen) bestimmt. Pb ist als Galenit, Cr ist als Chromit, Zn ist als Sfalerit, Ti ist als Ilmenit, Zr ist als Zirkon, Ba ist als Baryt, Fe ist als Chalkopyrit usw. vorhanden.

So wurden die Schneeproben in der Nähe von Tomsker Ziegelwerk mit zwei Methoden untersucht: mit Schlich-Analyse und Elektronenmikroskopie. Man untersucht die Materialzusammensetzung der Proben, bestimmt den Anteil der Mineralien in den Proben, stellt das mögliche Verhältnis der natürlichen und technischen Komponenten der Proben fest. Man bestimmt auch die Arten von einigen technogenen und mineralischen Teilchen.

Literatur

1. Василенко В.Н. Мониторинг загрязнения снежного покрова / В.Н.Василенко, И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман. – Л.: Гидрометеоиздат, 1985. – 185 с.
2. Herkunft und Charakteristika von Stäuben [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/BE171.pdf> (дата обращения: 2. 02.148).

**MODELLIERUNG DES TRENNUNGSPROZESSES DER WASSERERDÖLEMULSION
IN EINEM DREHSTROM-TRENN-TANK**

S.N. Gisatullina

Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin N.V. Uscheva, Dozentin L.S. Ratner
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Derzeit wird die wissenschaftlich-technische Richtlinie in der Erdöl- und Gasindustrie von den modernen Anforderungen an Produktion und Qualität von Kohlenwasserstoffen bestimmt, die von Erdölfeldern in die Raffinerien und Warenparks gelangen. Das Vorhandensein einer mächtigen Rohstoffbasis, der Mangel an Erdölprodukten und die Entwicklung der Marktwirtschaft schaffen objektive Voraussetzungen für die Erweiterung des Anwendungsvolumens der natürlichen Kohlenwasserstoffe, der Verbesserung der technologischen Schemen zur Förderung und Aufbereitung von Öl auf den Bohlfeldern und die Modernisierung der verwendenden Ausrüstung.

Die Entwicklung der Fördertechnologien geht den Weg der Intensivierung und Modernisierung der Prozesse in Übereinstimmung mit der zunehmenden Rolle von flüssigen Kohlenwasserstoffen in der Landwirtschaft und der Erhöhung der Anforderungen an Rohöl.

Bei der Diskussion der Entwicklungsaussichten für die Erdölaufbereitung ist es zweckmäßig, extra die Probleme der Qualität von Kohlenwasserstoffen zu betrachten. Ansteigende Anforderungen an die Qualität der Erdölaufbereitung und die Ausrüstungszuverlässigkeit in allen Vorbereitungsphasen vor allem auf den Stufen der Entwässerung und Entsalzung, braucht die Anwendung auf den Erdölfeldern typischer Betriebstechnologien und Anlagen.

Auf kleinen Ölfeldern, die aus wirtschaftlichen oder anderen Gründen miteinander durch Transport-Pipelines nicht verbunden werden können, wird ein komplexes System der Aufbereitung von flüssigen Kohlenwasserstoffen mit dem Endziel benutzt, einige Raffinationsprodukte, wie z. B. Benzin, Diesel und Ofenheizöl zu produzieren [2].

Eine der wichtigsten Aufgaben der experimentellen Forschung der Erdölentwässerung besteht in der Definition von technologischen Projektparametern: Temperatur der Demulgierung, Entwässerungszeit der Wasser-Erdölemulsion und der spezifische Verbrauch des Dismulgators. Auf den Ölfeldern werden verschiedene Systeme der Erdölsammlung und Aufbereitung. Weit verbreitet ist die Ausnutzung umweltsichere hermetische Systeme der Sammlung, Reinigung und Lagerung. Die Ölqualität muss den GOST-Anforderungen entsprechen.

Die Entwicklung der gewerblichen Technologien orientiert sich auf Modernisierungsprozesse in Übereinstimmung mit der zunehmenden Bedeutung von Kohlenwasserstoffen in der Wirtschaft des Landes und der wachsenden Anforderungen an kommerzielles Öl. Die Vielfalt der Produkteigenschaften von Öl- und Gaskondensatbetriebe begrenzt jedoch die Verwendung von typischen technologischen Schemen und Geräten, was die Notwendigkeit für einen differenzierten Ansatz für jeden Fall hervorruft [1].

Zur Lösung dieser Probleme ist derzeit der Einsatz der mathematischen Modellierung am effektivsten. Am Lehrstuhl für Chemische Technologie des Brennstoffes der TPU wurde ein Modellierungssystem für die Berechnung der Prozesse der Aufbereitung von Ölfeldern entwickelt [3].

Dieses Modellierungssystem lässt die Prozesse der Separation, der Tröpfchenbildung und der Abscheidung berechnen. Bei der Entwicklung der mathematischen Beschreibung des Prozesses der Tröpfchenbildung wurde der Zerstörungsprozess von Wasser-Emulsionen als aus zwei Phasen bestehend betrachtet: aus Massenaustausch- und Koaleszenz. Die mathematische Beschreibung des Abscheidungsprozesses ist auf der Basis der bekannten Gesetze der Abscheidung von Wassertröpfchen unter der Wirkung der Schwerkraft aufgebaut.

Der Aufbereitungsprozess der Erdölfelder hat zur gleichen Zeit die Erfüllung folgender Hauptforderungen zu sichern:

- Effektive Extraktion und Trennung von flüssigen Kohlenwasserstoffen von Schichtwasser;
- Steigerung der Produktivität und des Benutzungsgrades der technologischen Ausrüstung;
- Entsprechung der Warenproduktion den relevanten Standards in Übereinstimmung mit GOST 51858-2002[1].

Auf Grund der erstellten mathematischen Modelle der Entwässerung und Entsalzung wurden die Berechnungen der Ölfeldaufbereitung im Erdölgaskondensat-Vorkommen Werchnetschonsk durchgeführt.

In dieser Arbeit wurden Abscheidungsprozesse der Wasserölemulsion in einem Dreiphasentrennvorrichtung der Anlage für Erdölaufbereitung (ÖAA), deren Schema in der Abb. 1 angeführt ist. Ölaufbereitungsanordnung im Vorkommen Werchnetschonsk ist eine automatisierte Anlage zur Entsalzung, Entwässerung von Ölemulsionen und zur Aufbereitung von Reinöl.

Die Anlage besteht aus solchen Vorrichtungen wie Separatoren der ersten Stufe, "Heater – Treater" Typ I und II, Dreiphasen-Abscheider, Rohrblocofen, Elektro- Dehydratoren, Endseparatoren. Im Drehstrom-Separator verlaufen die Prozesse der Tropfenbildung, der Trennung und der Abscheidung.

Am Lehrstuhl für Chemische Technologie der Brennstoffe der TPU wurde ein modellierendes System für die Berechnung der Prozesse der gewerblichen Erdölaufbereitung entwickelt.

Dieses modellierende System lässt die Prozesse der Tropfenbildung, der Separation und Abscheidung berechnen. Es wurde die Detaillierung des hierarchischen Schemas des Modellaufbaus der Technologie der Erdölaufbereitung auf dem Niveau der grundlegenden Prozesse mit ihrem nachfolgenden Integrieren in die Modelle der Apparate und technologisches Schema ausgeführt.

Auf der Grundlage der Daten der mathematischen Modelle für Erdölaufbereitungsprozesse wurde ein modellierendes Technologiesystem der gewerblichen Erdölaufbereitung zusammengestellt, die das Zusammenwirken aller zugehörigen Elementarprozesse berücksichtigte. Rohemulsionsverbrauch betrug 1.534*106 T/Jahr;

Erdölverwässerung - 20,93%. Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Untersuchung des Abscheidungsprozesses im Drehstromseparator (DSS) in der gewerblichen Erdölaufbereitungsanlage.

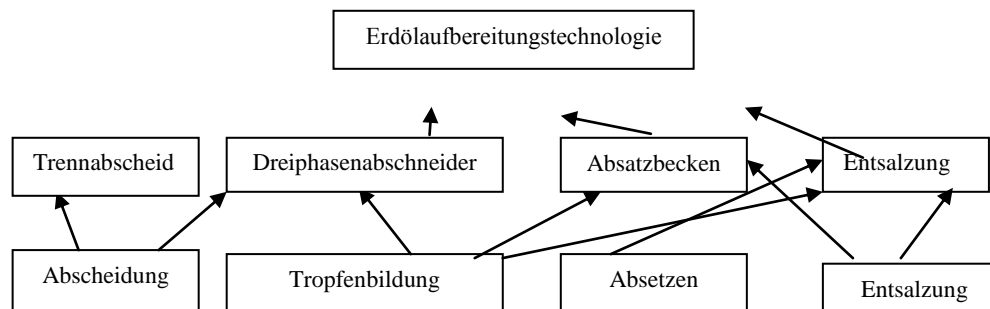


Abb. Hierarchische Struktur der Modellierung der Erdölaufbereitungstechnologie

Bei der Veränderung der technologischen Parameter, wie Temperatur, Durchfluss und Verwässerung der Wasser-Ölemulsion wurden die Berechnungen von Wasser- und Salzinhalt am Austritt aus DSS durchgeführt, die mit der Anwendung des modellierenden Systems ermittelt wurden. Die Untersuchungen wurden für das Öl mit den folgenden physikalisch-chemischen Eigenschaften durchgeführt: Dichte – 864,1kg/m³; Viskosität – 5,1mPa*s; Molekulargewicht – 292r/mol; der Inhalt der Komponenten C₆₊ 68,6%mol. Ein Beispiel für die Ergebnisse der Berechnungen ist in der Tabelle 1 dargestellt.

Die Untersuchung des Temperatureinflusses auf den Durchmesser der Wassertropfen im Erdöl ergab, dass bei der Temperaturveränderung im Bereich von 5 bis 25°C die Abnahme der Tropfengröße im Ölwasser bis 5,48*10⁻²m beobachtet wurde. Dabei wurde der Wassergehalt im Erdöl bis 1,9% reduziert.

Berechnungsergebnisse sind - (T=15°C; P=490000Pa; Wassergehalt im Erdöl =20% Mas., Verbrauch =182,6T/h)

Tabelle

Parameter	Parameterwerte
Abscheidungszeit, min.	47.72
Durchmesser des Stoffwechselblocks, m	0.31
Emulsionsdichte am Austritt, kg/ m ³	840.9
Emulsionszähigkeit am Austritt, m/Pas	6.33
Maximale Tropfengröße, m	5.50951E-02
Verwässerung am Ausgang, % Vol	2.48

Bei der Forschung des Verbrauchseinflusses auf restliche Erdölverwässerung wurde es festgestellt, dass bei der Vergrößerung der Benutzung von Wassererdölemulsion bis zu 220 kg/Jahr die Zunahme des Wasserinhalts im Erdöl bis zu 2,95% Mass. beobachtet wird.

Die Untersuchung des Einflusses der Verwässerung am Eingang auf die Erdölverwässerung am Ausgang zeigte ihr DSS, dass beim Variieren der Verwässerung im Intervall von 5 % bis zu 20% mass. die Zunahme des Wasserinhalts im Erdöl bis zu 2,47%mass. beobachtet wird.

Auf solche Weise wurden aufgrund der durchgeführten Forschungen mit der Ausnutzung des modelnden Systems die optimalen technologischen Regimes der Arbeit des Drehstromseparators gewählt, die das Erdöl mit minimalem Wasserinhalt fördern lassen.

Literatur

1. Erdöl für erdölverarbeitende Unternehmen. Die technischen Bedingungen. – GOST 51858 –2002 .
2. Krawzow A.W., Uschewa N.W., Beschagina E.W., Mojses O.E., Kusmenko E.A., Gawrikow A.A. Technologische Grundlagen und Modellierung der Prozesse der Erdöl- und Gasaufbereitung: Lehrbuch, TPU. – Tomsk: Verlag der Tomsker polytechnischen Universität, 2012. –126 S.
3. Uschewa N.W., Krawzow A.B, Mojses O.E., Kusmenko E.A. //Nachrichten der Polytechnischen Universität. – 2005. – Tomsk - №4. – S. 127 – 130.

**THERMODYNAMIC PROPERTIES OF PROPELLANTS FOR GAS GENERATORS
USED IN OIL AND GAS INDUSTRY**

V.M. Gorbenko, M.V. Gorbenko

Scientific advisor associate professor M.V. Gorbenko
National Research Tomsk Polytechnic university, Tomsk, Russia

Nowadays solid-propellant gas generators are used for formations breakdown and thermochemical treatment of oil-bearing beds by combustion products in order to improve or restore well bottom zone filtration properties [1]. During the process of solid fuel burning in a fluid-filled well, the high-pressure area creates for a short time period that allows not only cleaning clogged pores, but also creating new ones. In connection with this it is urgent to create propellants with high gase inlet, burning rate and combustion product temperature.

Table 1

Components	Compositions						
	1	2	3	4	5	6	7
Chemical composition, mass percent							
AP	70.8	69.2	67.9	67.9	67.9	68.3	68.3
SRDM-80	14.2	15.8	17.1	17.1	17.1	16.7	16.7
Al/B	10/5	-	-	-	-	-	-
Al	-	15	-	5	5	10	5
Ti	-	-	15	10	5	-	-
Al ₂ O ₃	-	-	-	-	5	-	-
Pb	-	-	-	-	-	5	10
α	0.5	0.5	0.5	0.51	0.53	0.5	0.51

Water production of oil well could be limited by using metallized fuels that provide synthesis of metal oxides with melting temperature over 2000 K. In the temperature range from 923 to 1873 K metal oxides, capable to form a melt with siliceous and calcium rock will form a strong bond with these rocks after cooling. Thereby water-tight pressurizable screen arises.

This paper presents results of thermodynamic analysis for different solid fuel compositions. Solid propellants with excess oxidant ratio $\alpha=0.5\div 0.53$ based on ammonium perchlorate (AP), inert fuel-binder (SKDM-80) and metal fuel (Al, Ti, Al₂O₃, Pb) in an amount of 15 weight percent were studied (Table 1).

Table 2

Properties	Compositions						
	1	2	3	4	5	6	7
Composition properties							
T _{ad} , K	2919	3078	2592	2709	2519	2775	2395
I _{sp} , s	268	269	243	251	241	253	233
W, m/s	2371	2404	2177	2250	2153	2262	2091
MM _r , g/mole	19.324	18.354	18.729	18.457	19.097	20.051	21.880
z	0.255	0.271	0.237	0.247	0.222	0.187	0.094
Decomposition products (mole/kg)							
HCl	5.950	5.891	5.778	5.778	5.778	5.559	5.052
CO	9.985	10.698	10.506	11.065	10.294	10.592	9.469
H ₂	16.645	15.687	15.520	16.160	15.021	15.104	14.624
N ₂	2.834	2.903	2.539	2.660	2.562	2.765	2.283
CO ₂	0.077	0.613	1.474	1.038	1.709	1.296	2.553
H ₂ O	0.520	3.308	4.176	3.540	4.676	4.507	5.619
Al ₂ O ₃ condensed	1.854	2.779	0.783	0.927	1.417	1.853	0.927
Ti ₄ O ₇ condensed	-	-	0.783	0.522	0.146	-	-
B ₂ O ₃ condensed	0,958	-	-	-	-	-	-
TiO ₂ condensed	-	-	-	-	0.459	-	-

Powder gas generators are used at bottom-hole temperatures up to 420 K and depths up to 6000 m [2]. Decomposition temperatures of AP and SKDM-80 are higher than operating temperature range for gas generators, that ensures safety use of fuels based on ammonium perchlorate. Selection of powdered metals for gas generators is limited by the presence of it production in our country and their calorific value.

On the basis of thermodynamic calculations, the following characteristics (Table 2) were found: adiabatic combustion temperature (T_{ad}), specific impulse (I_{sp}), combustion products outflow velocity (W), average molar mass of the gas phase (MM_g), combustion products composition and mass fraction of condensed phases (z). Calculations were conducted by using thermodynamic software "Astra-4" (Moscow State Technical university) under pressure ratio $p_k/p_a=40/1$, where p_k and p_a – pressure in gas generator and at the nozzle exit respectively.

Calculation results show high energy performance of investigated fuel systems. Moreover, combustion products contain considerable quantity of chlorine that increases efficiency of such fuels by the active chemical effect on the bank.

Aluminum and mixed metal fuel Al/B significantly increase energy characteristics (compounds 1, 2). These compositions are characterized by high values of adiabatic combustion temperature, specific impulse and combustion products flow rate. Compositions 1, 2 have the highest mass fraction of condensed phases. Simultaneous mechanical, thermal and physicochemical impact of combustion products onto rocks, saturating fluids and solid deposits in the wellbore zone and cracks will increase oil production. Total or particular replacement of Al by Ti, Al_2O_3 , Pb decreases adiabatic temperature, specific impulse, combustion products flow rate and mass fraction of condensed phases (compounds 3 – 7). It should be taken into account, that well fluid is a mixture of oil, soft or saline water. Moreover, acid treatments of adjacent layers are possible. Replacement of aluminum by titanium powder provides generation during burning process oxides TiO_2 and Ti_4O_7 , forming low-melting systems with siliceous and calcium rock base and having sufficient acid resistance, that is notably for water production isolation in oil wells. Partial replacement of aluminum powder by lead one saves sufficiently high energy characteristics for this kind of fuel and allows forming fusible compounds based on PbO that react with rock components and form strong acid-resistant adherence substance.

Thermodynamic calculations demonstrate the possibility of component optimal ratio selecting. Reliable performance of gas generators used in oil&gas industry is provided by; a) improving of propellant/fuel energy properties; b) combustion products temperature increasing; c) high burning rate ensuring, d) generating in combustion products metal oxide condensates that are able to form low-temperature eutectic melt with rocks. Results of this research may be useful in further studies fuel combustions based of ammonium perchlorate and an inert binder.

References

1. Пороховые генераторы давления для увеличения добычи нефти и газа [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://www.frpc.secna.ru/pgdbk/pgdbk.shtml/> (дата обращения 5. 04.2013).
2. Комаров В.Ф., Шандаков В.А. Твердые топлива, их особенности и области применения // Физика горения и взрыва. 1999. - Т. 35. - № 2. - С. 30 – 34.

LIGHTWEIGHT VERMICULITE-CONTAINING GROUTING MORTAR

V.M. Gorbenko, K.M. Minaev

Scientific advisor senior lecturer K.M. Minaev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

On a number of oilfields well drilling is complicated by the presence of high-permeable layers and layers with low formational pressure. Implementation of lightweight grouting mortars is one of the most effective technological solutions to improve well cementing quality significantly [1].

In order to reduce grouting mortar density for well cementing in complex geological conditions vermiculite air-entraining admixture can be applied. Vermiculite is hydromica group mineral, has low thermal conductivity and considerable absorbency, is not susceptible to biological decomposition, acid and alkalis action. It should be noted that vermiculite is non-toxic environmentally friendly material [2]. Efficiency of lightweight vermiculite-containing grouting mortars is caused by vermiculite and cement physicochemical interaction that leads to new hydrated phase formation reinforcing composite material structure. In comparison with widespread gel-cement slurry vermiculite-containing grouting mortar has better plugging ability, lower thermal conductivity providing better facilities for cement hardening, and relaxing ability increasing frost resistance and fracture strength [3, 4].

At the first stage of this study the selection of grouting mortar receipt providing the lowest density while maintaining the required flowability of cement slurry in accordance with the requirements of GOST 1581-96 was carried out. ПЦТ-IG-CC-1 was used as the cement component. Experimental results are shown in Table 1.

Table 1

Density and flowability of cement slurry

Parameters	Composition I (90% cement, 10% vermiculite)			Composition II (87,5% cement, 12,5% vermiculite)			Composition III (85% cement, 15% vermiculite)			GOST 1581-96
	water-cement ratio			water-cement ratio			water-cement ratio			
	0.65	0.75	0.8	0.65	0.75	0.8	0.65	0.75	0.8	
Density, g/cm ³	1.6	1.55	1.5	1.57	1.53	1.48	-	1.46	1.44	1.4-1.5
Flowability, mm	145	170	250	120	150	210	-	<90	165	>180

In accordance with experimental results, composition I (90% cement, 10% vermiculite, water-cement ratio about 0.8) is accepted to be optimal.

At the second stage the composition of lightweight grouting was tested for compliance with GOST 1581-96. Experimental results are shown in Table 2.

Table 2

Test results for composition I		
Parameters	Composition I	GOST 1581-96 requirements
Density, g/cm ³	1.5	1.4-1.5
Flowability, mm	250	> 180
Jelling time, min - 30Bc (75°C)	110	>90
Jelling time, min (room temperature)	>430	Unregulated
Flexural strength after two days, MPa (30°C)	2.4	1.0
Flexural strength after two days, MPa (60°C)	2.3	Unregulated
Dehydration, cm ³	1.4	<7.5

Test results presented in Table 2 show that developed composition of lightweight vermiculite-containing grouting mortar complies with GOST 1581-96 requirements. It should be noted that cement stone strength of worked out composition is twice more than regulated.

Comparative study of volumetric shrinkage of developed composition I, ПЦТ-I-G-CC-1 and PTM-75 also was carried out in the framework of this research. Results are presented in Figure.

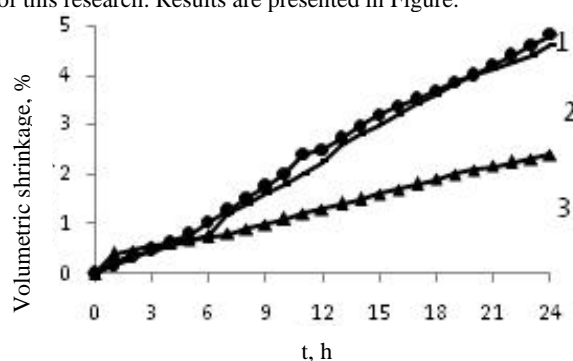


Fig. Volumetric shrinkage vs time
1 – Composition I; 2 - ПЦТ-I-G-CC-1; 3 – PTM-75

It is obvious, that volumetric shrinkage of developed vermiculite-containing composition is twice less than shrinkage of cement stone based on ПЦТ-I-G-CC-1 and PTM-75.

As a result of research following conclusions could be done:

1. Optimal composition of grouting mortar based on vermiculite is found;
2. Developed composition of grouting mortar has twice less volumetric shrinkage of cement stone in comparison with ПЦТ-I-G-CC-1 and PTM-75.

References

1. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика : справочник. — СПб.: Профессионал, 2007. — 416 с.
2. Большая Советская Энциклопедия: в 30 т. / гл. ред. А.М. Прохоров. — 3-е изд. — М.: Советская энциклопедия, 1970 — Т. 4: Брасос - Веш. — 1971. — 500 с.
3. А.с. 1339233 СССР, МКИЗ Е 21 В 33/138. Тампонажный раствор/ А.А. Ключов, Т.В. Кузнецова, М.М. Шалыпин, Н.А. Данюкин, Е.М. Нанивский, Ю.Ф. Захаров (СССР). — № 4056952/22-03. Заявлено 16.04.86.
4. Ключов А.А. К эффективности использования тампонажных растворов пониженной плотности // ЭИ Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. — М.: 1985. — Вып. 10. — С. 9-11.

MAGMATIC ROCKS OF NIKOLAYEV HILL (ENVIRONS OF THE KRASNOYARSK CITY)

O.M. Karnaukhova

Scientific advisors associate professor O.Yu. Perfilova, professor A.M. Sazonov
Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

There are lots of different magmatic bodies in environs of Krasnoyarsk city. They consist of rocks with different composition, structure and genesis. The later Ordovic is a period of one of the most intensive volcanic activity, and a Long Mane (a ridge of Ordovician volcanic rocks) is its result in present-day geological structure. The easternmost hill of the Long Mane is Nikolayev (First) Hill, it is also the highest peak of the ridge. Nikolayev Hill consists of genetically different magmatic rocks - there are effusive rocks and subvolcanic rocks that compose laccoliths and dikes.

Purpose of the work: identification of differences and similarities between the rocks of different geological bodies of Nikolaev Hill and its surroundings using a method of microscopic description of rocks.

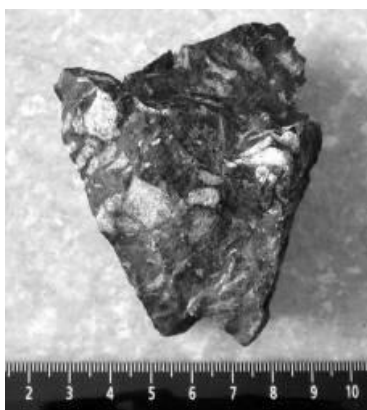


Fig. 1 Basalts with porphyritic texture from the first layer

In the lower part of the studied volcanic layers basalts dominate, and in the upper part trachytes dominate (average composition of volcanic rocks). Also a significant number of subvolcanic bodies revealed, they are presented by microgabbro, microsienites, sienite-porphyr and explosive breccia. Thickness of dikes of subvolcanic rocks is 0,5-0,6 m.

Volcanic rocks of integumentary facies compose a homocline with gentle (30°) slope to the north. There are 6 layers of effusive rocks, they are different by their petrography. First layer (O_{2-3dv1}) consists of recent black basalts with porphyritic texture (Fig.1). Lava flows are clearly visible in the relief on the southern slopes of Long Mane as sublatitudinal ledges. The thickness of the layer is nearly 360 m [1, 2]. Structure of the basalts is dense and fluidly - phenocrysts are oriented in direction of melt flow. Phenocrysts are presented by tabular plagioclase, less clinopyroxene with the size 2-3 cm, they compose nearly 20-25 % of content of the rock. On freshly cleaved surfaces plagioclase is dark gray, becomes a light gray with weathering on the background on the brown bulk, stands out with bright vitreous luster.

Second layer (O_{2-3dv^2}) is composed by basalts with aphyric and porphyric texture, in upper part of the layer basalts have amygdaloidal texture. Phenocrysts have a size that is 2,5-3 times bigger than a size of microliths of the bulk, phenocrysts in basalts consist of tabular plagioclase, its size is nearly 1-3 mm, its part in the rock is less than 10 %, a part of microliths in the bulk is nearly 85 %. Thickness of the layer is 150-250 m, it gradually increases in a northeasterly direction.

The third layer (O_{2-3dv^3}) is composed by lapilli-ash trachytic tuffs. Its color is greenish-pink. On the background of the bulk we can clearly see fragments of crystals of feldspar and clastics of rocks with rose, lilac and gray-green color, their size is predominantly less than 1 mm. There are single clastics of basalts with size up to 1 cm. Clastics consist of fragments of rocks (their part of the whole volume of tuffs - 5-10 %), clastics of minerals (plagioclase and pyroxene) – 15-20 %, the rock has litokristalloklastik microtexture. Clastics of trachyte and basalt are small and melted; they can be identified by their typical textures. Clastics of plagioclase and pyroxene are replaced by secondary minerals (plagioclase is replaced by chlorite, sericite and epidote; pyroxene is replaced by chlorite). Cement has carbonate-chlorite composition, there are spherulites of calcite and chlorite in it. Thickness of the layer is 260 m.

The fourth layer (O_{2-3dv^4}) consists of gray-purple porphyric trachytes. Their structure is predominantly massive, but fluidity is clearly expressed on weathered surfaces. There are phenocrysts of potassium feldspar, their size is 0,8x0,45 mm. There are also pyroxene phenocrysts relicts, their size is 0,1-0,4 mm, they are fully replaced by chlorite. The bulk is composed by microliths of albite with length 0,2-1,5 mm and width 0,05-0,2 mm, there are also products of devitrification of volcanic glass (chlorite, calcite and ore minerals). Thickness of the layer is nearly 550 m.

The fifth layer (O_{2-3dv^5}) is almost entirely composed by aphyric and porphyric basalts. Rocks of the fifth layer are similar to rocks of the second layer. Thickness of the layer is 560 m.

The sixth layer (O_{2-3dv^6}) is located on the north-west of the studied area. Most parts of observations were made in recesses near of the road because of poor outcrop. Earlier, trachytes were mined for production of rubble, in present time opencasts are conserved. The layer consists of lilac massive porphyric trachytes. Phenocrysts of pyroxene with size 0,1-2 mm and albite with length 0,2-1,5 mm and width 0,05-0,5 mm, they take part 10-15 % of the full volume of the rock. Bulk is composed by microliths of albits with length 0,05-0,3 mm and width 0,01-0,03 mm, small crystals of pyroxene and products of devitrification of volcanic glass. There are also hollows in the rock, filled with chlorite and quartz; they occupy 10 % of the rock.

Volcanic glass is devitrified in all effusive rocks and we can see products of devitrification – chlorite, calcite, ore minerals and leucoxene.

Subvolcanic formations are submitted by an intrusion of quartz syenite porphyry and dikes with basic composition. Quartz syenite porphyry ($\xi\pi O_{2-3dv}$) forms a laccolite in eastern part of the area [3]. Syenites have massive structure, fine-grained texture of the bulk (the size is nearly 0,5 mm). Phenocrysts are presented by orthoclase-perthite, with the size 3 to 5 mm, they compose 10-15 % of the volume of the rock. The bulk consists of small crystals of orthoclase (0,05*0,2 mm to 0,2*0,5 mm) and quartz (pic.2). Minerals in microsection are intensively colored in reddish-brown by iron hydroxides, especially on the boundaries between the grains and along cracks.

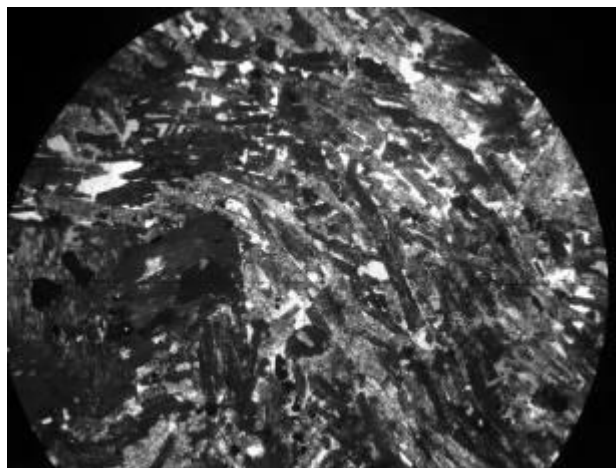


Fig.2 Syenite porphyry, magnification 50X

Dike of microgabbro (mvO2-3dv) is located on the southern slope of the Nikolayev Hill inside of subvolcanic intrusion of quartz syenite porphyry. The thickness of the dike is nearly 3 m, dip azimuth 255°, \angle 50°. Microgabbro has brownish-gray color, massive structure, porphyric texture with fine-grained bulk (size of crystals is less than 1 mm). Phenocrysts consist of tabular dark-grey plagioclase with size 5-7 mm, irregularly oriented.

Conclusion: Nikolaev Hill is composed by layered bodies of basalts, trachytes and tuffs. Plagioclase in basalts is strongly albitized. There are not only plagioclase, but also clinopyroxene phenocrysts in basalts, they are invisible macroscopically. The presence of phenocrysts indicates compression conditions during forming of magmatic bodies. Basalts of the second layer are aphyric, this fact can be related with stretching conditions during forming of magmatic bodies. Microliths of the bulk in trachyte consist of potassium feldspar and some phenocrysts consist of metasomatic albite. Volcanic glass in effusive rocks is devitrified and we can see products of devitrification – chlorite, calcite, ore minerals and somewhere leucoxene. Hollows and cracks are filled by chlorite and carbonates.

References

1. Перфилова, О.Ю. Ордовикская вулканно-плутоническая ассоциация Качинско-Шумихинской депрессии/ О.Ю. Перфилова, М.Л. Махлаев, С.Д. Сидорас // Литосфера, № 3, 2004 – С. 137-152.
2. Перфилова, О.Ю. Ордовикская вулканно-плутоническая ассоциация Качинско-Шумихинской депрессии /О.Ю.Перфилова, М.Л.Махлаев/ Геология и минерально-сырьевые ресурсы Центральной Сибири. Материалы юбилейной научно-практической конференции, г. Красноярск, 25-26 марта 2010 г. – Красноярск, 2010. – С. 240-246.
3. Сазонов А.М. Путеводитель по геологическим маршрутам в окрестностях города Красноярска/А.М. Сазонов, Р.А. Цыкин, С.А. Ананьев, О.Ю. Перфилова, М.Л.Махлаев, О.В. Сосновская//Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2010, 212с.

DRILLING SUPPORT CENTRE IN BASHNEFT OIL COMPANY

O.B. Khamitov

well placement lead engineer

Bashneft Joint Stock Oil Company, Ufa, Russia

Unsuccessful attempts of horizontal and multilateral well drilling were initiated in the beginning of 20 century in USA. However first multilateral well completed was drilled in Ishimbaiskoe oil field of Bashkiria in 1953. Well consisted of 9 holes, total effective length were 322 meters and initial oil flow rate was about 200 ton/day.

Bashneft Oil Company was founded in 1935 after Ishimbaiskoe oil field was discovered. In 1955 Bashkiria was in the first place by oil production in USSR. Significant amounts of oil production were connected with huge amounts of new wells drilling. In 1935 there were 19 wells in Bashneft, in 1970 amount of wells were 7050. In 1980 total number of production wells in Bashneft was about 14 000.

During period of 2008 – 2013 drilling of new wells were decreased. 220 new wells were drilled in 2008 and 35 new wells were drilled in 2012. Average oil flow rate of new wells was increased many times this period (Fig. 1).

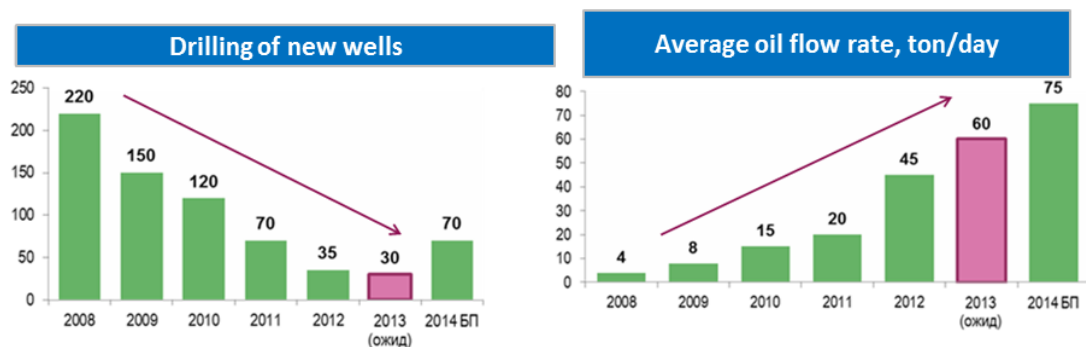


Fig. 1 Drilling of new wells and average oil flow rate during period 2008 – 2012

In 2008 new well was started with flow rate 4 ton/day. In 2012 the average oil flow rate was 60 ton/day. Significant growth of flow rates came true due to introduction of well planning new program. Identification of zones with residual oil is realized now by geological and flow modeling. Drilling support and geosteering are realized by specialists of drilling support centre twenty four hour a day without holidays.

Drilling support centre (DSC) was created for optimization of well drilling operations, geosteering and drilling support by experts in geology and petrophysics. The main objects of DSC are determination of zones with residual oil in mature oil fields, horizontal well planning and optimization on basis of geological and flow models, geosteering of horizontal wells, log interpretation. Development and construction of DSC is realized by Schlumberger Company.

DSC consists of geosteering and drilling support room, conference room, relaxation room and manager office (Fig. 2).



Fig. 2 Drilling support centre design

All rooms are equipped with new multimedia screens, web cameras and modern computers.

Data transmission is organized from drilling rig to DSC by satellite link. Data transferred to DSC is composed of real time logs (Logging while drilling), mechanical parameters of drilling (Measurements while drilling), cuttings description and gas analyzer data. Specialists in DSC can monitor the drilling process online and give commands for correction of drilling trajectory. Good communication with drilling rig allows to drill wells with high efficiency in reservoir and avoids the drilling in shale and non-permeable layers. Therefore drilling efficiency of new horizontal wells tends to 95 - 100 percent.

Software applied in DSC allows specialists to prepare all technical documentation for well drilling. Petrel and Irap RMS software are used for geological and production data analysis, geological modeling, well path calculation. T-Navigator program is used for flow modeling and well flow rate prediction. Petroviser software package receives all data from drilling rigs, translate commands to rigs, and collects all geological and technical parameters.

DSC was formed in 2012. There were 12 horizontal wells traced by DSC specialists in 2012. Average oil flow rate of new horizontal wells was more than 350 ton/day. Effective length of horizontal wells increased up to 90 percent. Horizontal well 10310g for instance was drilled in Arlanskoe oil field (Fig. 3).

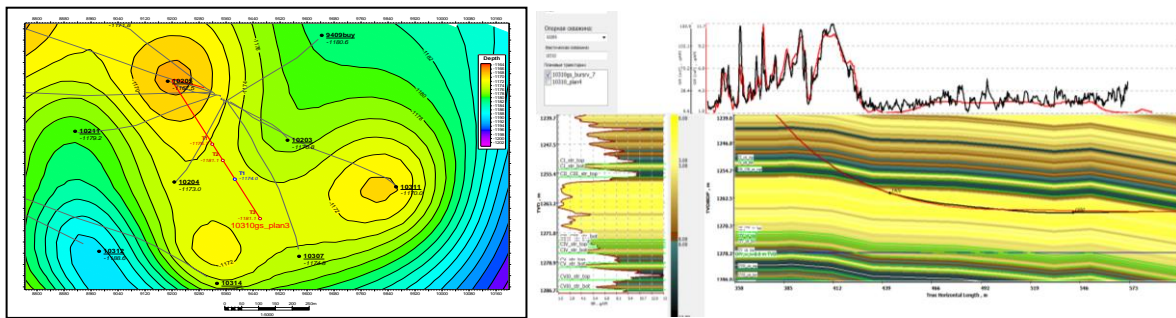


Fig. 3 Drilling of horizontal well 10310g

Average oil flow rate of nearby wells is about 5 ton/day, water cut is more than 95%. Arlanskoe oil field is explored in mature development stage. Well 10310g has horizontal effective length 183 m, total well length is 200 m, and initial oil flow rate was 160 ton/day. Another example is drilling of horizontal well 7024g in Ilishevskoe oil field. Initial oil flow rate of well 7024g was more than 500 ton/day. So high flow rates were not achieved in mature oil fields in Bashkiria last 20 years.

Due to improvement of well planning process, creation of Drilling Support Centre Bashneft Oil Company achieved good results in horizontal well drilling. Initial oil flow rates of new wells increased many times. Geosteering application in DSC allows to drill horizontal wells in very thin reservoirs which considered as inaccessible before. Successful drilling will provide stable oil production in company.

COMPLEX PROCESSING OF ASH AND SLAG MATERIALS

Y.V. Khlupin, P.V. Menshov

Scientific advisors associate professor O.I. Nalesnik, senior teacher A.V. Makarovskikh
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In the process of some corporations activities a lot of ash waste, which pollutes the atmosphere, is generated. This project is aimed at these wastes processing. In Russian ash disposal areas of thermal power-stations there are about 1.3 billion tons of ash stored. Annually power stations produce up to 30 million tons but only 3 million tons (10%) are used. The production of building materials (3-5%) is included. Tomsk is not an exception. According to the open Internet resources, there are two ash dumps in Tomsk:

Old ash dumps at “PS”-2 that was put into operation in 1973 and located in the Ushaika valley. Currently it doesn't operate. There are about 450 tons of ash waste collected on 35.8 hectares.

A new ash dump located in the valley of Malaya Kirgizska (Tomsk Severny station) was put into operation in 1986 and now in its area of 60.9 hectares there are about 1251 tons of ash waste collected (the information dated to 2003).

Also there are about 8 billion tons of ash wastes of Siberian chemical combine thermal power-station.

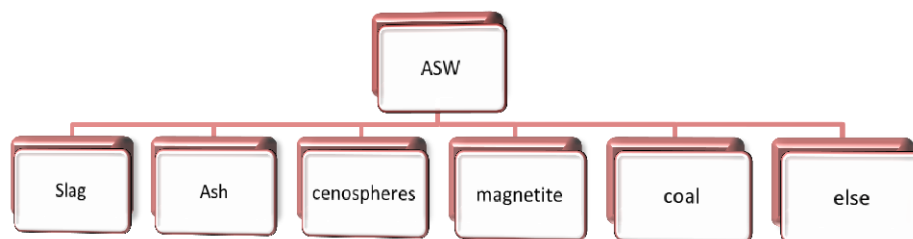


Fig. 1 Scheme of ash composition (1)

At the moment our main aim of research is creating a complex scheme of ash wastes processing. Not only environment suffers from emissions, but residents of Tomsk as well. Therefore, the problem of reducing emissions of ash into the atmosphere is extremely crucial. But the goal of our project is not only to recycle harmful wastes that pollute the environment, but also to start processing products in the right direction. For example in the production of ash-ceramic bricks that can be used in construction. We covered the most favorable processes of ash slag waste direct recycling products to construction. The following equipment and facilities used that we need to build the factory, which would be producing the bricks: 1) Box-type feeder 2) Normalizer of ash 3) Granulator 4) Drying cylinder 5) Mill 6) Press 7) Kiln

The general information about calculation methods of ash dumps formation and placement is presented below. Determination of the amount of ash waste formation and placement can be done by the following methods:

- Method of calculation for material and raw material balance;

- Method of calculation on specific indexes of waste (this method is realized by calculating the average of specific indicators based on the analysis of accounting information for specific period, highlighting the most important standard-setting factors and determining their impact on the value of specific indicators);
- Method of calculation used with the design documentation (flow charts, formulations, regulations, drawings) for production in which the waste is generated. On the basis of this documentation in accordance with the established regulations of raw materials consumption the standard waste as the difference between the rate of raw materials consumption per unit and their net consumption in view of inevitable irretrievable losses of raw materials is calculated.

In Seversk an effective method of power station coal disposal (production of wall materials with high consumer properties: brick, road stone, bloating clay aggregate, etc. with the initial ash content of 99.9 %) was developed by "SYTECO" and TPU specialists. This technology has been tested using the ash from coal combustion of the Kuznetsk Basin in Seversk (TPS-1), Tomsk (PS-2), Ust-Kamenogorsk (HEPS-1) and the ash from coal combustion in Ekibastuz Basin in Yekaterinburg ("Reftinskaya" PS).

Table 1

Comparative characteristics of brick

Showing	units	Base technology	New technology
Weight	Gram	2 900-3 200	2 100-2 600
Molding humidity mixture	weight. %	18-22	4-7
Closenes of product	g/cm ³	1,6-2,0	1,18-1,40
The presence in the charge of fuel or combustible substances	weight. %	0, therefore injected ground coal or sawdust	9-11 residual fuel
The rate of heating products	°C/min.	1,0 -1,5	Not limited
Bake, air	hour.	Least 48	absent
Drying of the product in the drying chamber	hour.	least 24	absent
Firing time products	hour.	least 36	max 6
strength of products	kgf / cm ² (MPa)	75-150 (7,5-15)	150-300 (15-30)
frost-resistance	Cycles	15-50	more 50
Fuel consumption on firing 1000 pcs. conventional brick	Kg	235 (Factory №2 c. Tomsk)	93-160
Water absorption	Weight %	9-11	5-22
thermal conductivity	w/m·K	0,45 – 0,5	0,3 – 0,34

The benefits of this technology are the following: (Table 1)

- Simplified firing conditions of the products due to the addition of an inexpensive binder to the charge; no drying;
- Reduced duration of the heat cycle of an ash-ceramic brick from 36 to 6 hours;
- Reduced fuel consumption for firing one unit of ash ceramic bricks (in 1.5-2.5 times less than firing clay bricks).

Ash-ceramic brick exceeds clay brick by such parameters as strength, frost resistance, chemical resistance, etc. That's why we created the purpose of processing this kind of waste.

Table 2

Properties of aggloporites (expanded clay) and ashblocks

Agloporit		Ashblock	
Fraction, mm	4 - 10	Dimensions in mm	400x200x300
Bulk density, kg/m ³	335	Volumetric weight, m ³	1 000-2 000
Volumetric weight kg/m ³	550...800	Compressive strength, kg/cm ²	50-150.
Compressive strength, MPa	1,2...1,4	Thermal conductivity w /mgon	0,3-0,8
Water content % by weight	0,5	Frost resistance of cycles	50
thermal conductivity, Вт/мК.	0,11	Water absorption, %	40
Water absorption less than	25%	Shrinkage % мм/м	0
Fire resistance	Fireproof building material.	Fire resistance	fireproof building material.

There is complex processing of ash waste of Siberian chemical combine thermal power station in Seversk presented.

The purpose of the proposal is full utilization of current ash wastes discharges and gradual elimination of the accumulated ash dumps as well as creating serial ash wastes processing plants.

The first phase (124.5 million roubles) is testing ash dumps and taking them into operation, transferring ash waste in a technological form, processing easily extracted products.

The second stage (465.2 million roubles) is producing baked agglomerite (expanded clay), blocks, and fillers.

The third stage (822.0 million roubles) is producing ash-ceramic bricks, ferroalloy and alumina.

The total cost of the project is 1411.7 mln roubles.

Full volume of ash wastes processing is 560 thousand tons per year.

The proposal is formulated for Siberian Chemical Combine thermal power-station in Seversk, but can also be used for other heat electropower stations.

In the paper the stages of the investment as well as the tables and charts of the obtaining ash-ceramic bricks plant are given in Fig. 2.

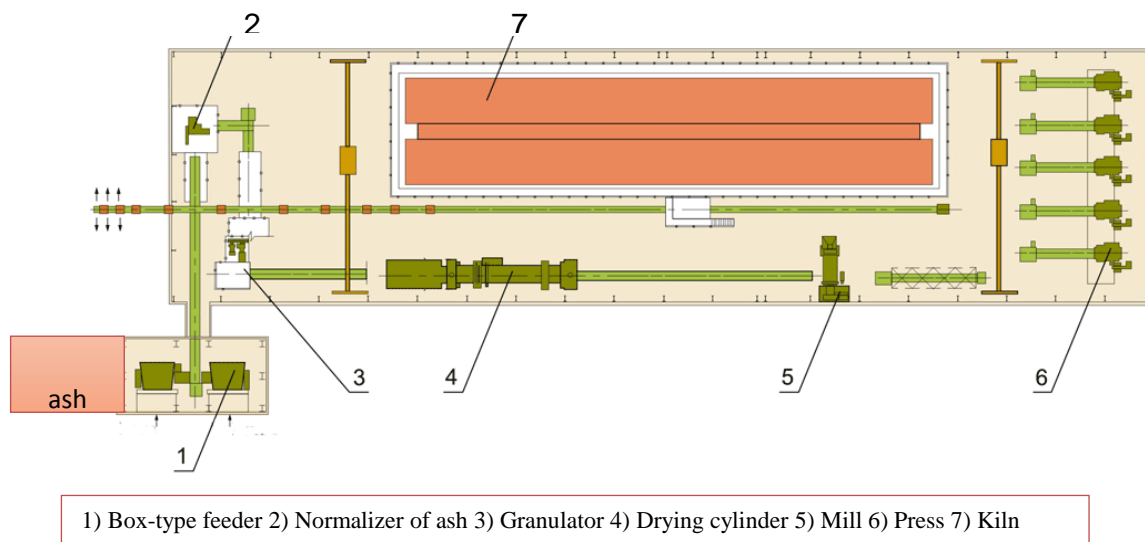


Fig. 2 Block diagram of an ash-ceramic bricks production plant

Conclusion

With a huge creative and technological potential, with innovative opportunities Tomsk region can and should turn this anthropogenic raw material in kind of ash wastes, collected for many decades from heat electropower stations, into the high-performance products. By this it will provide restoration of land, filled with ash dumps, expanding urban areas and creating new jobs in manufacturing and construction areas, taking a coordinating role and using available institutional and financial arrangements in this direction.

References

1. Ash and slag components of heat electropower stations /L.Y. Kizelshteyn. – Moscow, 1995.
2. Limer U.A. Complex processing of aluminum containing raw materials by acid ways. – Moscow, 1982.
3. Order 115. Guidelines on developing projects of waste generation and disposal limits / Ed. Company "Integral". № 2002. [Электронный ресурс] – Режим доступа URL: http://snipov.net/c_4654_snip_109946.html.
4. Soil-silicates /Glukhovskiy V.D., State Publishing House for Construction and Architecture. – Kiev, 1959.
5. Steam-free constructive ash foam concrete/Rosenfeld L.M., USSR Academy of Sciences, Institute of technical and economic information. - Moscow, 1956.
6. Technology of aggregates for concrete: Textbook for Civil Engineering "Building Products and constructions"/S.M. Itskovich, L.D. Chumakov, U.M. Bazhenov. – Moscow, 1991.

THE STUDY OF LOCAL FAILURE TEST RESULTS FOR PIPELINES REPAIRED USING VARIOUS TECHNOLOGIES

N.S. Kudelin, T.A. Ubaidulayev, P.V. Burkov

Scientific advisor professor P.V. Burkov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The problem of safeguarding is gaining high importance in the terms of long-distance oil pipelines network development. A considerable success is achieved in design, construction and usage of the long-distance pipelines as well as their safety and reliability assurance. However, a probability of an emergency is still possible. Problems of safety assurance are aggravated by pipeline age hardening and by increasing impact of the natural and artificial breaking factors. Technical malfunction of oil pipelines leads to material, ecological damage and raises fire risks.

A selective maintenance is one of the most frequently used methods and is applied in a range of technologies. The research of the reliability of these technologies is a top-priority objective. In 2006 Korea Gas Corporation (KOGAS) performed a comparative analysis of the various technologies of pipeline maintenance using local failure test [3].

The objective of this research is to study behavior of the pipe under repair using local fracture test and the best technology for Korean pipeline maintenance.

Specimens were extracted from a pipe with the following parameters: outer diameter $D_o=762$ mm, wall thickness $t=17.5$ mm. The pipe was made of the American Petroleum Institute (API) 5L X65 steel, which is commonly used in Korea [2]. Properties of the selected steel are presented in Table 1 and 2 [3].

Table 1

Chemical composition of the API 5L X65 steel

Element, wt %						
C	P	Mn	S	Si	Fe	Ceq
0.08	0.019	1.45	0.03	0.31	Balance	0.32

Table 2

Mechanical tensile properties of the API 5L X65 steel

Young modulus E, GPa	Poisson ratio ν	Yield strength σ_y , MPa	S
0.08	0.3	464.5	563.8

Damaged pipes were repaired using a welding socket [1], a composite adhesive compound (CAC), patching and Clock Spring [4, 5]. Properties of specimens are summarized in Table 3.

Table 3

Methods of maintenance and defect location

Type	Location / Method	Size of defect		
		Length l, mm	Width c, mm	Depth d, mm
Damaged pipe	Base metal (A)	200	50	14
	Welded joint (B)	200	50	14
	V-notch (C)	440	30	14
Repaired pipe	Welding socket (A)	200	50	14
	Welding socket (B)	200	50	14
	CAC (A)	200	50	14
	CAC (B)	200	50	14
	CAC (C)	440	30	14
	Clock Spring(A)	200	50	14
	Clock Spring(B)	200	50	14
	Padding 1	200	50	8.8
	Padding 2	150	50	11.5

Testing was performed by increasing inner pressure up to 28.44 MPa. Length of the pipe being tested was 2.5 m, end caps were installed on the both ends of the pipe. Pressure boosted from 0.25 MPa per minute up to 19.6 MPa and from 0.15 MPa per minute to 28.44 MPa. Pressure increment was measured every second using computer software. In order to reveal deformations of a specimen monitors were attached both to the damaged and to the repaired pipes (Table4).

Table 4

Results of KOGAS tests

Type	Location / Method	Applied pressure P_a , MPa	Hoop stress P_h , MPa	Failure
Damaged pipe	Base metal (A)	17.15	373.70	Yes
	Welded joint (B)	17.84	388.65	Yes
	V-notch (C)	8.72	190.06	Yes
Repaired pipe	Welding socket (A)	30.77	670.53	No
	Welding socket (B)	30.18	657.72	No
	CAC (A)	29.40	640.63	No
	CAC (B)	29.89	651.31	No
	CAC (C)	30.28	659.85	No
	Clock Spring(A)	25.87	563.76	Leakage
	Clock Spring(B)	28.42	619.28	No
	Padding 1	28.32	617.15	No
	Padding 2	28.32	617.15	No

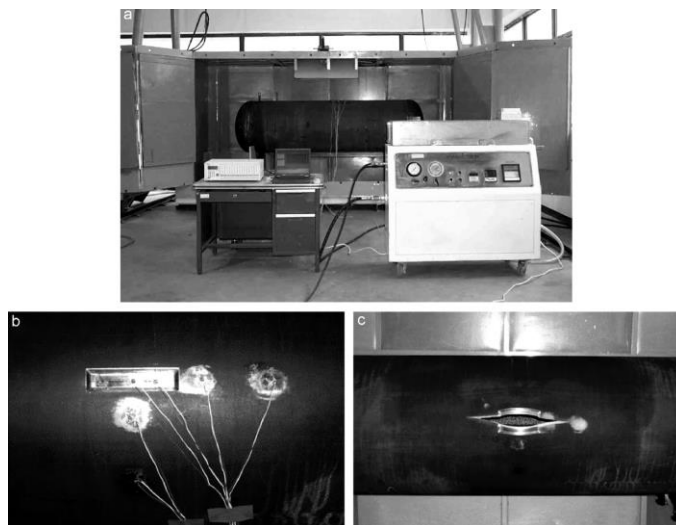


Fig. KOGAS tests: (a) Test set-up of full-scale burst test for pipes, (b) defect, and (c) failure

While analyzing advantages and disadvantages of each method safety and reliability, effectiveness and safety of maintenance technologies were verified for various defects. Welded socket, CAC and Clock Spring technologies have safety ratio which is more than 2.5 at working pressure equaled to 7.85 MPa. The methods being analyzed may be used for maintenance of the active oil pipelines with defects up to 80%. Patching may be used with defect depth up to 65% of wall thickness.

References

1. A method to repair a pipe and welded joint for the implementation. Invention. Patent of RF № 2285192. Patent Owner - JSC «Severgazprom».
2. American Society of Mechanical Engineer. Manual for remaining strength of corroded pipelines [Electronic resource].// ANSI/ASME B31.G, 1991. URL: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/asme.b31g.1991.pdf> (date of request: 2802.2014).
3. Oh C., Kim Y., Baek J., Kim Y., Kim W. Ductile failure analysis of API X65 pipes with notch-type defects using a local fracture criterion // International Journal of Pressure Vessels and Piping, Amsterdam, 2007. - Volume 84, Issue 8, P. 512-525;
4. PD-23.040.00-KTN-011-11 Qualifier of defects of main and technological pipelines. SC Transneft, PCL, 2011, 15 p;
5. RD-23.040.00-KTN-090-07 Classification of defects and defect repair methods and defective sections of existing trunk pipelines, SC Transneft, PCL, 2007, 14 p.

HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF EXPLOITATION OF COAL MINE "SHESTAKI"

E.V. Kuvshinova

Scientific advisors professor V.K. Popov, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The relevance of this study is determined by the need of water resource management. Coal mining leads to various environmental impacts. And the most intense exposures are just water, which leads to redistribution of surface and groundwater runoff, affecting not only the conditions of water inflow formation in a career but also the river runoff watercourses of the first order. Operation career leads to disruption of natural landscapes and affects the qualitative composition of natural waters.

Investigated area is located within the boundaries of Bachatskii geological and economic district of Kuzbass in the forest-steppe landscape zone on the left slope of the river Malyy Bachat. Within the site the surface water bodies are absent. Absolute marks of the surface vary from 295 m to the north- west section of 220 m to the southeast. Daytime surface area in the southeastern part is broken by opencast mining cut "Shestaki". Hydrologically territory belongs to the basin. The Malyy Bachat flows 500m south-east of the site. The river is a left tributary of the River Bachat, which, in turn, flows into the Inya.

Within Bachatskii coalfield where the investigated area is located, there are the following aquifers.

Aquiferous rocks of Upper - modern alluvial deposit aquifer are presented at the site by pebble formations with loamy sand filling. Water is subartesian, the pressure head values range from 1 to 7-3m-12m. Piezometric levels are set at the depth of 0.6 m to 3.0 m Specific yields of wells is 0.2-0.6 l / s that characterize these deposits as quite watery but irregularly flooded. Basin aquifer complex is due to infiltration of precipitation and pressure by flowing groundwater into underlying bedrock aquifer zones. Unloading occurs in surface waters.

Groundwater aquifer of Lower Permian deposits in the study area enclosed sand-clay sequence Ishanovskoy, Kemerovo and suites Usyatskoy Upper balahon subseries of balahon series. Groundwater levels in wells during exploration 1969-78 gg, i.e. prior to maintenance works were installed close to the soles of Quaternary deposits acquiring places a small head (2 -10m).

Currently, a significant part of the investigated area is broken as a result of opencast mining at "Shestaki" cut. The natural filtering mode of groundwater was also disrupted. Groundwater level is set at deeper depths. The water abundance of carbonaceous deposits is generally low. Specific yields of wells is up 0,10-0,24 l/s.

Water is fissure, confined - unconfined. The highest pressure is typical for the lower heads of the landforms, their value being 15-20 m.

According to hydrodynamic properties of coal-bearing strata the two zones are distinguished. The upper one is associated with intensely fractured rocks and lower one - with poorly fractured rocks. The upper stratum of fractured rock (zone of active water exchange) is a major collector of groundwater. This zone is set to the depth of 100-150 m, coming lower the fracture fades, watering deposits decreases sharply, the rocks become confining beds. Aquifer recharge is local, infiltration, discharge occurring in the local river network. Groundwaters are mainly referred to the type of spring and autumn feed, with predominance of the former. In observation wells the level rise begins in the intensive snowmelt (April) period and continues until the end of May, and then there is a decline until December with a little autumn rise. The fluctuation amplitude of the level is 0,65-1,50 m. Summer showers have no significant effect on the levels. To visualize the position of the career depression funnel in terms of the measurements in observation wells № 1, № 2 the hydrogeological profile has been built with level benchmarks in wells and the mine.

Aquifer system of the Lower Carboniferous deposits in the extremely northwestern part of the studied area was opened with two exploratory wells (7489 and 7490) and two water wells (7501 and 7502). These deposits are organogenic detrital limestones, dark grey with greenish-grey and dark-grey siltstones. At the top there appear polymictic sandstones. Specific yield is 0.019 and 0.091 l / s. Hence, the aquifer system of Carboniferous age sediments is characterized by rock low watery and uneven water transmissivity [3].

The average value of the groundwater level in the area (not worked site) is 12 m. Mean absolute mark of the surface area is 272 m. Thus, the thickness of flooded areas to the mountains +150 m is $272 - 12 - 150 = 110$ m.

The initial data for evaluation of water inflows are hydrogeological parameters of the aquifer, the geometric parameters of mining, the projected cut thickness, duration of mineral mining.

To calculate the water inflow into the quarry under the condition of semi-infinite confined aquifer F. M. Bochever formula is used [1]. Predicted value of water inflow at the current level is 100 m (absolute), value of water inflow can reach 189 m^3 , and the transition to aquifer of 30m (abs) is $254 \text{ m}^3/\text{hr}$.

The total value of water inflow into the cut depends largely on the amount of snowmelt and rainwater. According to the experience of work in the territory of Kuzbass during spring snowmelt water production may increase 1.5-2 times, i.e. may reach $200-500 \text{ m}^3/\text{hr}$.

During heavy rain period the sharp rise of water inflow is expected to $300-600 \text{ m}^3$.

Coal mining open pit results in a substantial change in environmental conditions, which manifests itself in the technogenic impact on all components of the geological environment. Abundant water production leads to a number of problems in mining. Flooding of the production site is possible. The question of the necessity of pumping system performance rises. There is a change in qualitative characteristics of mined coal owing to an increase in humidity. For explosion of moist wells more expensive explosives are required. The cost of mined coal increased. The changes in qualitative composition of natural waters are observed. A consumption of contaminated water, in its turn, leads to poor health of population [2].

References

1. Bochever F.M. Basics of hydrogeological calculations. - Moscow: Nedra, 1969. - 368 p.
2. Kuvshinov E.V. Impact Assessment of Bachatskii opencast coal deposits and exploitation of underground water intakes for water use in the basin Bachat // Problems of Geology and Exploitation of Mineral Resources : Proceedings of the XVII Usov's International Symposium of Students, Post-graduates and Young Scientists. – Tomsk, 2013. - Vol.1. - pp. 226 - 228.
3. Shishigin S.P. Land West Bachatskii area in Kuzbass (Search Engine Results 1954 1955 intelligence) of Belovo fracturing. Trust "Kuzbassgeology". Leninsk –Kuznetsk: Kemerovo branch of FGU "TFGI", 1958.

FEATURES OF MATERIAL COMPOSITION OF JASPEROIDS GOLD-BEARING OF EAST KAZAKHSTAN

O.N. Kuzmina, T.A. Oitseva

Scientific advisor professor B.A. Dyachkov

D.Serikbaev East-Kazakhstan State Technical University, Ust-Kamenogorsk, Kazakhstan

One of the major gold regions in Kazakhstan is East Kazakhstan. There are known many primary and placer gold deposits of different genetic types (Bakyrchik, Suzdal, Janan, etc.). A major economic task is strengthening of the mineral resource base, the gold, and the fund for improving the economy of the Republic. These questions become especially important now for the gold mining industry in Kazakhstan. There are held here research and exploration work for gold and associated valuable components, and started the commercial development of large deposits (Szczerba etc, 2000; Kovalev etc, 2012).

However, there is a growing interest in small deposits and ore occurrences, including – jasperoids gold-bearing, which are widespread in the region and economically attractive for the simultaneous exploration and commercial extraction of gold. Stocks of such deposits usually limited to the first tens and hundreds tons of gold their ore beneficiate easily, using methods of gravity separation and heap leaching. However, ore-forming potential of this type of ore occurrences remains invaluable for the entire territory of East Kazakhstan according to the lack of clear structural-geological, mineralogical, and geochemical criteria of prediction, searching and modeling of ore objects (Los etc, 2008; Rafailovich, 2004). Gold-bearing ore occurrences and deposits in jasperoids are new untraditional type of mineralization, widely manifested in the West Qalba ore belt and deserve further study.

In Western Qalba clearly established spatial confinement of gold - sulfide deposits to deposits with increased level of carbonate, which according to the condition of formation close to industrial deposits of "carlin" type. Consider the type of gold mineralization spatially associated with the rocks of the island-terrigenous-carbonate formations flanking volcanic arc of basalt-andesite composition which have contact-metasomatic and dynamometamorphic reforms in areas of melange process, fold-and-thrust structures and halos of hidden gold hypabyssal arrays and dykes of medium-basic composition (C_{2-3}) and plagiogranitoids (C_3). Favorable tectonically prepared environment (in the form of structural, lithological and geochemical traps) for the deposition and concentration of gold presents carbonate sediments. Lead ore formation is gold-sulphide vein-disseminated.

Geological and genetic model formation of gold-bearing jasperoids in consider region has been earlier identified as hydrothermal-metasomatic which determine the formation of mineralized zones of gold mineralization in tectonically disturbed carbonate-terrigenous rocks of Arkalyk suite ($C_{1V2.3}$) as a result of processes siliceous and glandular metasomatism (Dyachkov etc., 2009). New geological, mineralogical and geochemical data suggest that the main factor determining the development of the gold-bearing jasperoids, was their association with zones of high tectonic activity and a sharp change of regime in the acid-alkaline in carbonate sphere, which explain the mobility of elements (Si, Ca, Na, K, Au, As, etc.). At the same time "the base gold formation" was volcano-terrigenous-carbonate formation D_3-C_{1V} , and ore-forming formation - plagiogranite-granodiorite formation (Qunush complex, C_3). Metasomatism was carried out under the influence of the incoming gas and gas-liquid exhalations of potassium carbonate and grey sodium carbonate composition. Within the ore field Baybura clearly cannot manifested later superimposed tectonic and magmatic processes that we can consider it as a standart for jasperoid's type gold - sulfide ore occurrences and deposits in East Kazakhstan.

Chemical composition of gas-liquid inclusions of quartz and brown iron of oxidation zone corresponds to the potassium-sodium-bicarbonate (with F- and Cl-) type of solutions in gold - sulfide ore field manifestations Baybura. Gold deposition was probably on the carbon-iron oxide of geochemical barrier. According to the results of the thermoluminescence of them, conducted at the Institute of Geological Sciences, ore-bearing quartz veins of jasperoids (later generation) formed at $t = 250-350$ C according to results of termhighlighting which carried out in Satpayev K.I. Geological Institute, Alma-Ata (analyst Kormushin V.A.). It characterized by high intensity flashing (900-1500 s. un.) that distinguishes it from the barren quartz vein (25-100 s. un.), developed in sedimentary rocks.

Gold genetically associated with granitoid magmatism of collisional stage, that is mean has mostly juvenile origin. However, be aware of Narseeva V.A. (2002) about the dual nature of gold (sediment and juvenile) in West Qalba on objects of gold-arsenic-carbon formation (Bakyrchik type). This author consider evolutionary model of the formation of gold-sulphide deposits, including syngenetic accumulation of gold in non-lithify sediments with following transformations during diagenesis, dynamometamorphism and magmatic activity. Such a model of mineralization is likely to be applicable for deposits of gold, associated with volcanic-carbonate-terrigenous formation (arkalyk formation), which is composed of widely developed carbonaceous siltstones packs.

Macroscopically jasperoids have variegated colors (brown, black and clarified in the areas of silicification) which contain nests and veins of oxidized sulphides, sometimes - thin veinlets with nests of limonite. Ore mineralization in hematite mainly presented to limonite with veinlet of collomorphic goethite structure. Limonite forms continuous isolation by pyrite, on the periphery of the grain contains inclusions of lepidocrocite. Magnetite represented as idiomorphic grains ranging in size from 0.03 to 0.1 mm, and forms a continuous veinlet up to 1 cm. Ilmenite observed in magnetite grains as the product of a solid solution. Pyrite observed as rare disseminations, grain size less than 0.04 mm, or fixed in the form of nest in the quartz-carbonate-sulphide metasomatite. The main minerals in polished sections are goethite, limonite and quartz containing relics of pyrite and arsenopyrite needle and free thin gold. Gold of hematites (jasperoids) is extremely characterized by uneven distribution of 0.1 g / t to 2, 6-27, 2 g / t, averaging 2.3 g / t according to analysis of previous years.

Gold-bearing jasperoids according to X-ray phase analysis are simple petrochemical composition with sharp predominance of silica and iron oxides. Secondary components are mainly represented by oxides of Al, Mn, Mg, Ca, dominate among alkali is K_2O . According to the results of atomic absorption analysis, the content set weighting Au (from 0.1 to 33.5 g / t) and Ag (from 0.06 to 2.66 g / m) in these ores. Heightened concentrations of gold (up 8, 3-33, 5 g / t) were confirmed. At the same time the positive correlation between high values of gold and anomalous contents of Fe_2O_3 (31, 34-42, 29%) is planned.

The scanning electron microscope (Jeol-100C) with energy dispersive attachment (Kevex-Ray), which allows a qualitative assessment of the composition of minerals were discovered fishnet, spongy, staghorn and supergene gold single crystal growths on massive primary grains during the study process of gold grains (Figure 1 B, C, D). These new growth are characterized by a clear composition, than the gold substrate on which they grow. About 30% of gold grains observed as intergrowths with other minerals, among which approximately equally represented by quartz and supergene minerals (hydroxides Fe) (Figure 1 D, E). Gold samples divided by color in (in %)-light yellow (~ 30-40%), reddish (10-30 %), dark yellow ("dirty" yellow, 15-35 %) and greenish (15 - 35 %). The reddish tint of gold particles is due impurity particle of iron hydroxides.

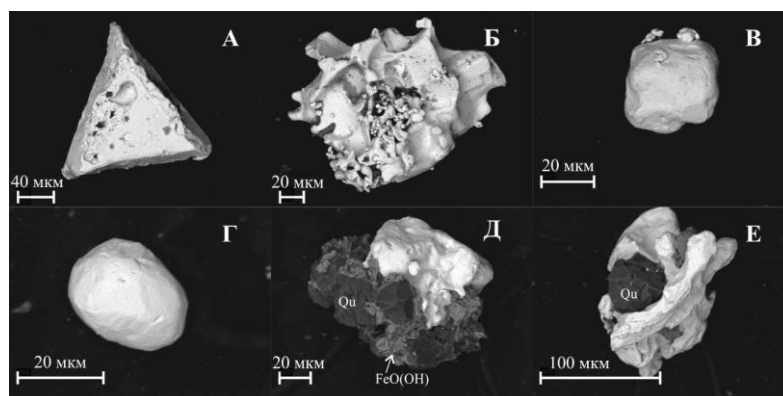


Fig. Bitmaps of main morphological types of gold nuggets of gold jasperoids of ore field Baybura (section Baybura), received by scanning electron microscope Jeol-100C. Authors: Titov A.T., Kirillov M., Kuzmina O.N.

Studying the composition of native gold produced in polished drafts by microprobe analysis on microprobe MS- 46 "Cameca". The obtained values of analysis of gold particles lie in a fairly narrow range of 920-950 ‰, with average values of 934-935 ‰, that indicating the similarity of the samples of native gold in sampling, unity and monochronal its source. The impurity elements in gold are silver (5, 9-7, 03 mass %) and high values of mercury (0.2 to 0.7 mass %). The low content of mercury for this type of mineralization is probably depends on the carbonate environment. The amount of copper does not exceed the detection limit.

The main criteria for the search the gold-bearing jasperoids are: 1) the development of volcanic and terrigenous-carbonate strata of island type (arkalyk suite, $C_{1V2.3}$); 2) the presence of small gold-bearing intrusions and dikes plagiogranite-granodiorite composition Qunush complex C_3 and (or) negative gravity anomalies and positive anomalies of the magnetic field, indicating unopened granitoid bodies; 3) increased fracturing and brecciation of host rocks associated with hydrothermal-metasomatic changes, sometimes with beresitization; 4) high content of gold in the brown iron from the oxidation zone (up to 1-33,5 g / t); 5) morphology and specific composition of free high fineness gold (920-980 ‰), containing mercury (0.2 - 0.7 mass %), which is typical for gold-sulphide deposits of Carlin type .

Deposits of gold – jasperoid type of East Kazakhstan on conditions of formation and composition of ores have shared similarities with industrial gold deposits of Karlin's type (Radtke A.S., 1985) known in the United States, Russia, Uzbekistan, China and other regions. It is increase the prospects of Kazakh territory to open similar fields.

References

1. Dyachkov B.A., Mayorov N.P., Chernenko Z.I., Kuzmina O.N. On the problem of the search and evaluation of new untraditional gold mineralization in carbonate formations of East Kazakhstan // *Ores and Metals*, – Moscow, 2009. – № 3. – pp. 11-21.
2. Kovalev K.R., Kalinin U.A., Polynov V.I. etc. The Suzdal gold - sulfide deposit in black shale strata of East Kazakhstan // *Geology of Ore Deposits*, – Moscow, 2012. – № 4. – pp. 305-328.
3. Los V.L. etc. Complex processing of mineral raw materials in Kazakhstan. Status, problems and solutions. At 10 tons, 2nd edition, enlarged. Volume 1: Forecast searches and modeling of ore objects. – Almaty, 2008. – 466 p.
4. Narseev V.A. For discussion of the genesis of Carlin type ores // *Ores and metals*. – Moscow, 2002. – № 1. – pp. 67-70.
5. Rafailovich M.S. Untraditional deposits of gold Kazakhstan / *Geosciences in Kazakhstan (Kazakhstan geologists reports)*. – Almaty: KazGeo Kazakh Geological Society, 2004. – pp. 159-176.
6. Szczerba G.N., Bespayev H.A., Dyachkov B.A. etc. Bolshoy Altai (geology and metallogeny). In 3 books. Book 2. *Metallogeny*. – Almaty: RIO BAC RK, 2000. – 400 p.

GEOCHEMICAL CONDITIONS OF NATURAL WATER ON THE LEFT BANK OF THE RIVER TOM WITHIN TOMSK AREA

O.O. Levina

Scientific advisors associate professor E.Yu. Pasechnik, senior teacher A.V. Baranova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays the left bank of the river Tom within the Tomsk bounds is being actively developed. Cottage settlements, summer houses and a new highway are being constructed on this area. However, there are numerous water objects and ground water intake which supplies the whole city with drinking water. Therefore ecological and geochemical research of natural water of this territory is a pressing challenge. In 2012-2013 the ground and surface water of the left bank of the Tom near Tomsk was explored (Fig.1). The chemical analysis is made in the accredited laboratory REC "Water" of TPU.

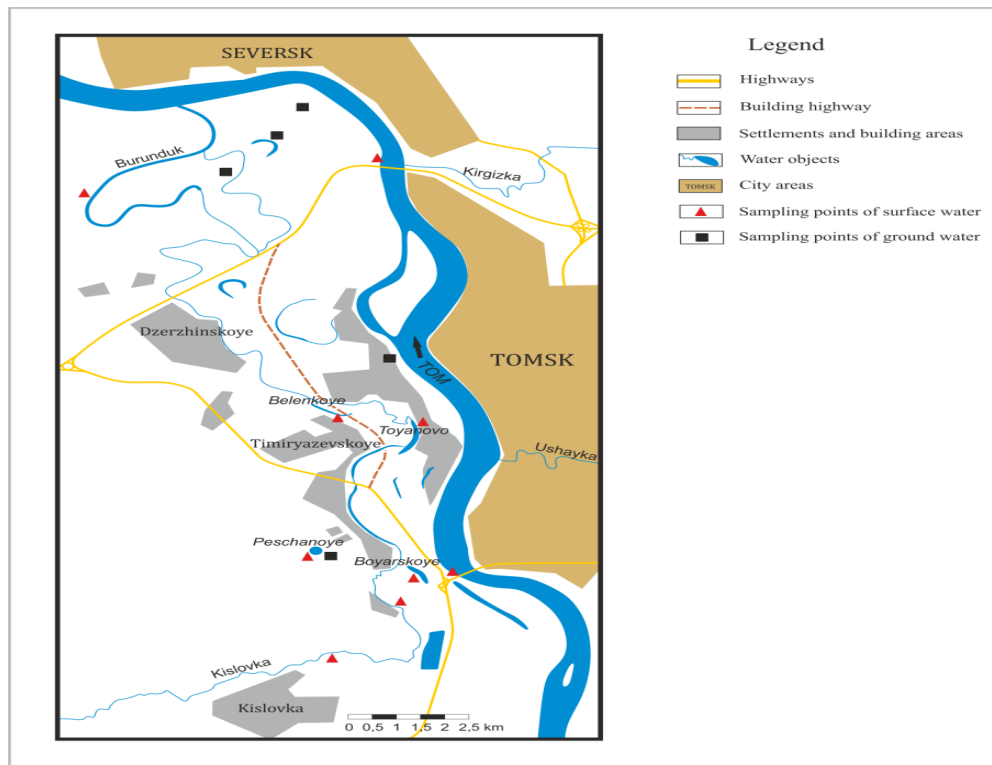


Fig. Water sampling map

Ground water sampling of was taken from wells at various depths. The first three samples are taken on the Tom-Burunduk interstream several kilometers from “Novy Bridge” across the Tom. It is where a cottage settlement is planned to be built.

The first well, 30 m depth, is located on the left bank of the Tom approximately 300-400 m from water line. It is a flowing artesian well, aquifer is most likely dated to quaternary deposits. The average chemical composition of the water is presented in the form of Kurlov's formula (Table 1). Well No. 2, 48 m depth, is located in the forest area, near the horseshoe lake. Groundwater recharge is carried out from the quaternary aquifer. Well No. 3, 96 m depth, was drilled in 2012 to supply a cottage. It is located 300 m from the river Sukhaya (tributary of the Burunduk). The fourth sample is taken from a well which supplies the lake Peschanoye, in Timiryazev's settlement. It's 50 m depth. The well was drilled in 1980th to fill the lake with the water pumped from the paleogene deposits. The fifth sample is water from a well, 15 m depth, located in the settlement Nizhny Sklad, near the coastal dam.

Table 1

Average chemical composition of water from wells

Name of wells	Chemical composition in the form of Kurlov's formula
Well No.1	$M0,29 \frac{HCO_3 93}{Ca41Na32Mg25} T 5,3 pH 6,8 TH 2,4 Fe 4$
Well No.2	$M0,44 \frac{Cl57HCO_3 43}{Na55Ca25Mg18} T 5,7 pH 8,3 TH 2,8$
Well No.3	$M0,95 \frac{Cl91}{Ca36Mg33Na29} T 6,5 pH 6,8 TH 11,6 Fe 16,9 Mn 0,61$
Well «lake Peschanoye»	$M0,24 \frac{HCO_3 99}{Ca57Mg27Na15} T 5,8 pH 7,7 TH 2,5$
Well «Nizhny Sklad»	$M0,22 \frac{HCO_3 72SO_4 14Cl14}{Ca61Mg29} T 4,8 pH 6,9 TH 2,8 Fe 1,5$

Note: *M* – mineralization, g/l; *T* – temperature, °C; *TH* – total hardness, mg-eq/l; *Fe* – concentration of total iron, mg/l; *Mn* – concentration of manganese, mg/l.

While comparing the chemical analysis data for not centralized water supply [1, 3] it was determined that the first sample contains total iron in the amount which exceeds more than 13 times the maximum permissible concentration (MPC). The silicon content is twice higher than MPC, and an excess of manganese (1.3 times) was fixed in October, 2012.

In well No.2 chemical oxygen demand (COD) exceeds the standard more than two times, iron concentration is 2.7-2.8 times higher and bromine is 2.4 times higher than maximum concentration limit, there was also an insignificant excess of Mn (1.08 times) in 2012.

Water quality in well No.3 does not meet the sanitary-hygienic requirements in the following components: COD (8.7-9.4 times excess), Cl⁻ (more than 1.5 times), total hardness (1.1 times), magnesium (1.3-1.4 times), total iron (more than 56 times), Mn (4.4-7.8 times), silicon (almost twice). In 2013 the concentration of petrochemicals exceeds the standard by 1.5 times, bromine – more than 13 times and the BOD₅ strength (biochemical oxygen demand-5 day test) – 1.2 times.

The water from the well near the lake Peschanoye doesn't satisfy the sanitary requirements in iron and silicon. In 2013, a small excess of petrochemicals (1.02 times) was recorded.

The water from the well in the Nizhny Sklad's settlement has only 5 MPCs of iron. The other contents of this sample stay within the limits.

Surface water samples were taken from four lakes of the left bank of the river Tom (Belenkoye, Boyarskoye, Peschanoye, Toyanovo) and rivers: Tom, Kislovka, Burunduk.

Having obtained the results of the chemical analysis of samples and according to document RD 52.24.643-2002, we carried out a complex evaluation of the river and lake samples contamination considering 11 components (BOD₅, COD, Cl⁻, SO₄²⁻, NO₃⁻, NO₂⁻, NH₄⁺, total iron, petrochemicals, Cu, Zn for each year of research. We consider MPC for recreational water as a standard [1, 4]. The estimation was also made for 11 substances (O₂, Cl⁻, SO₄²⁻, PO₄³⁻, NO₃⁻, NO₂⁻, NH₄⁺, total iron, petrochemicals, Cu, Zn), but in that case we took MPC for water usage in fishery as a standard[2]. The results of the estimations are shown in Table 2.

Table 2

Class and quality of surface water

Water objects	Class and Quality of water			
	with MPC for recreational water		with MPC in water using for fishery	
	2012	2013	2012	2013
r.Tom	-	1 – conditionally pure	3 «a» – polluted*	2 – poorly polluted
r.Kislovka	2 – poorly polluted		4 «a» – dirty	3 «b» – very polluted
r.Burunduk	2 – poorly polluted		4 «a» – dirty	3 «a» – polluted
l.Belenkoye	1 – conditionally pure	2 – poorly polluted	3 «a» – polluted	3 «b» – very polluted
l.Boyarskoye	1 – conditionally pure		2 – poorly polluted	3 «a» – polluted
l.Peschanoye	1 – conditionally pure		2 – poorly polluted	3 «a» – polluted
l.Toyanovo	2 – poorly polluted		4 «a» – dirty	3 «b» – very polluted

* – according to the data of Department of Natural Resources & Environment Protection in Tomsk Oblast [5].

Though the water contamination in the majority of the researched objects is not critical, the samples do not meet the chemical standards for some indicators. The ground water from the researched wells, which are more protected from human influence, often falls short of sanitary-hygienic standards for non-centralized water supply in the following components: Fe, Si and Mn, which is typical for the area. The surface water also does not meet the requirements in some substances, mostly total iron, manganese, which is common for the region. The concentrations of petrochemicals, heavy metals and other substances are increasing. Systematic water quality impairment is observed in the lakes Belenkoye, Boyarskoye and Peschanoye. The lake Toyanovo is less affected by these changes, due to the fact that it is a flowing water reservoir and the main part of the substances, which are beyond the MPC, is connected with the water flowing of the swamps and inflowing the river Kislovka.

Therefore the increasing anthropogenic load on this territory can lead to further degradation of fragile ecosystems as the content of some substances (petrochemicals, phosphates, ammonium ion, heavy metals and others) has increased recently, which can be connected with human economic activities near water objects and an eutrophication of reservoirs.

Reference

1. Hygienic standards HS 2.1.5.1315-03 "Maximum permissible concentration (MPC) of chemicals in water of water objects for drinking and household and cultural and general water use" – Moscow, 2003. – 93 p.
2. Order of Russian Federal Fisheries Agency of 18.01.2010 No. 20 "About approval of water quality standards for water objects to commercial fishing importance including standards of maximum permissible concentration of harmful substances in water for water objects to commercial fishing importance". – Moscow, 2010 – 214 p.
3. Sanitary regulations and standards SanPiN 2.1.4.1175-02 "Sanitary requirements for water quality in non-centralized water supply. Sanitary control of springs". – Moscow, 2002 – 18 p.
4. Sanitary regulations and standards SanPiN 2.1.5.980-00 "Sanitary requirements for surface water protection". – Moscow, 2000 – 11 p.
5. Ecological monitoring: Report about environmental conditions of Tomsk Oblast in 2012. – Tomsk, Deltaplan, 2013. – 172 p.

**VERBESSERUNG DES VERFAHENSPLANS IN DER PRODUKTION
VON SYNTHETISCHER SALZSÄURE**

A.S. Luzenko

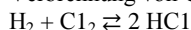
Wissenschaftliche Betreuer Professor R.R. Achmedshanow, Dozentin L.S. Ratner
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Der Gegenstand der Untersuchungen ist die Technologie der Herstellung von Salzsäure. In den traditionellen technologischen Systemen der Produktion von Salzsäure verlaufen die Synthese von Chlorwasserstoff und seine Wasserabsorption in zwei verschiedenen Geräten. Die wesentlichen Nachteile eines solchen Schemas sind: a) Verluste des Chlorwasserstoffs beim Transport des Synthese-Gases vom Synthese-Ofen zu Absorptionskolonne; b) Errichtung von Rohrleitungen aus kostspieligen korrosionsfesten Materialien für den Transport von Synthesegas.

Im vorliegenden Artikel wird der modernisierte Verfahrensplan für die Salzsäureherstellung vorgeschlagen. Die Innovation ist der Ersatz von zwei Geräten – der Synthesekolonne von Chlorwasserstoff und der Absorptions-Säule durch ein Gerät – Ofenabsorber. In diesem Artikel wird die Rentabilität der Innovation begründet. Es wurde die Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt, die die Zweckmäßigkeit der Innovation bestätigt. Die herzustellende Salzsäure ist konkurrenzfähig.

Zum ersten Mal wurde die Reaktion der direkten Wechselwirkung von Chlor mit Wasserstoff unter der Wirkung von Licht auf eine Mischung aus gleichen Mengen von Chlor und Wasserstoff durchgeführt und im Jahre 1811 beschrieben. Im weiteren wurde festgestellt, dass eine solche Reaktion nach dem radikalen Kettenmechanismus verläuft. (N. N. Semjonow).

Zum ersten Mal wurde die großtonnagige Produktion von synthetischem Chlorwasserstoff durch direkte Verbrennung von Chlor im Überfluß von Wasserstoff mit der Entwicklung der Elektrolyseprozesse von Chloriden der Alkalimetallen mit dem Ziel der Herstellung von Chlor, Wasserstoff und Natronlauge möglich. Der Prozess der Verbrennung von Chlor im Wasserstoffüberfluß verläuft nach der Reaktion:



In allen untersuchten Quellen werden die technischen Schemata der Herstellung von synthetischen Chlorwasserstoffes in zwei Stufen beschrieben: Chlorwasserstoffsynthese und seine nachfolgende Absorption durch Wasser. Dabei verlaufen die Synthese und die Absorption in verschiedenen Geräten. In den untersuchten Quellen werden verschiedene Konstruktionen der Öfen beschrieben: zylinderförmige Stahlföfen, horizontale Öfen, Öfen des Tauchbrennens. Der Vorteil des vorgelegten Apparates – Ofen-Absorbers vor den obengenannten Öfentypen ist der Verlauf der Chlorwassersynthese und seiner Absorption in einem Gerät.

Der Aufbau eines Ofen-Absorbers. Die Gesamtübersicht des Ofen-Absorbers ist auf der Abbildung 1. dargestellt. Der Apparat besteht aus zwei Teilen: dem Ofen für Chlorverbrennung im Wasserstoffstrom und dem Absorber – Chlorwasserstoffschlucker. Die Brennkammer und der Absorber werden mit Wasser gekühlt. Das äußere Gehäuse des Ofen-Absorbers ist aus Kohlenstoff-Stahl der Marke P265GH hergestellt. Das innere Gehäuse, sowie das System der Bodenwascher sind aus dem imprägnierten Graphit Diabon ausgeführt.

Chlor und Wasserstoff werden in den aus zwei Röhren (der inneren und der äußeren) bestehenden Brenner eingetragen. Das Chlor steigt auf der Innenseite und der Wasserstoff auf der Außenseite der Röhre. Die Zustellgeschwindigkeit kann zwischen 10 - 20 m/s, variieren je nach der Kapazität der Anlage in einem bestimmten Zeitraum.

Der Hauptteil.

1. Die Aufgabe der Untersuchung besteht darin, den Wirtschaftseffekt, der beim Einsatz des Ofenabsorbers im technologischen Schema der Produktion der synthetischen Salzsäure erreicht wurde, zu bestimmen und zu vergleichen.

2. Um die wirtschaftlichen Auswirkungen der vorgeschlagenen Innovation zu vergleichen, nehmen wir als grundlegendes Kriterium den Marktpreis von Salzsäure und vergleichen diese mit dem Preis der Salzsäure, der in der vorliegenden Arbeit berechnet wurde. Nach dem Preis kann man die Wettbewerbsfähigkeit dieses Produktes auf dem Markt beurteilen.

3. Die anhand des vorgelegten technologischen Schemas hergestellte Salzsäure entspricht den Anforderungen von GOST-Standard 857-95. Die Produktionskosten werden nach der Formel berechnet. Die Rentabilität der chemischen Industrie für das Jahr 2014 beträgt 14,2 %, die Mehrwertsteuer = 18 %. Also bei der Berechnung des Salzsäurepreis nehmen wir $P = 14,2\%$. Für die Berechnung des Selbstkostenpreises haben wir die anfänglichen Projekt-Daten, die in der Tabelle 1 angeführt sind.

Tabelle 1

Die Hauptkalkulationsdaten des Projektes

Betriebskapazität der Anlage, T/Jahr	45934,2
Gesamtausgaben für Rohstoff und Hilfsmaterialien beträgt Taus. Rub./Jahr	125647,8
Listenmäßige Grundarbeiterzahl, Pers.	15
Die Zahl der Hilfsarbeiter	10
Die Zahl der Angestellten	6

Nach Angaben der Tabelle 1. wurde die Berechnung des Arbeitslohns der Grundarbeiter ausgeführt, der Kostenplan der Betriebsausgaben und der Kostenplan für Instandhaltung, Ausbeutung der Ausrüstung und Transportmittel zusammengestellt. In der Tabelle 2 ist die Kalkulation des planmäßigen Selbstkostenpreises angeführt.

Tabelle 2

Die Kalkulation des planmäßigen Selbstkostepreises der Produktion

Kostenstellen	Jahresausgaben	Stückkosten
	Summe, Taus. Rub.	Summe, Taus. Rub.
Materialausgaben	125 647,8	2,7
Arbeitslohn der Grundarbeiter	2 585,6	0,06
Kostenplan der Betriebsausgaben	4155,5	0,09
Kostenplan für Instandhaltung, Ausbeutung der Ausrüstung und der Transportmittel	891,7	0,019
Insgesamt	133 280,5	2,9

Preisbildung. Der Rentabilitätsfaktor wird als Verhältnis des Gewinns zu den Aktiven, Ressourcen oder Ströme, die ihn bilden, berechnet. Der höhere Rentabilitätsfaktor wurde als 14,2 %, Mehrwertsteuer = 18 % angenommen.

Die Planung der technisch-ökonomischen Kennziffer der Anlagen für Synthese der Salzsäure ist in der Tabelle 3 vorgestellt.

Tabelle 3

Planung der technisch-ökonomischen Kennziffer

Technisch-ökonomische Kennziffer	Werte
Betriebsprogramm	9147,2
Umsatzvolumen, Taus. Rub.	238 123,5
Selbstkostenpreis, Taus. Rub.	133 280,5
Grundfondswert, Taus. Rub.	5 963,9
Belegschaftszahl	31
Gewinn, Taus. Rub.	104 843
Fondsergiebigkeit	39,9
Fondsintensität	0,025
Fondsausstattung	966,1
Kapitalrentabilität	17,6
Betriebsrentabilität	0,75
Produktionsrentabilität	0,79
Rückflußdauer der Investitionen	0,06

Tabelle 4

Salzsäurepreise

Name des Betriebs	Preis für Tonne, Rub/Tonne
Die berechnete Bewertung der Salzsäure nach dem vorgelegten Plan	3988,5
OAG «Kaustik», (Kasachstan, Pawlodar)	6247,5 (курс 1.03.2014, 100 kzt = 19,6347 руб.)
OAG «Kaustik», (Russland, Wolgograd)	7 490,7
OAG «Kaustik», Russland, Rep. Baschkortostan	8 187,9
GmbH «Chimindustrie»	9000

Schlussfolgerungen: Die vorgeschlagene Neuerung lässt den Verlust von Synthesegas vermindern und das technologische Betriebssystem vereinfachen. Die Angaben in der Tabelle 4 bestätigen die Rentabilität der Salzsäure, ihre Wettbewerbsfähigkeit.

Literatur

1. Dybina P.W. Berechnungen nach der Technologie anorganischer Stoffe / A. S. Solovjow, Ju.I. Wischnjak.- M: Wyszaya schkola, 1980 – S. 522
2. Islamow M.S. Öfen in der chemischen Industrie / M. Sch. Исмамов. – Leningrad: Chemie, 1985 – 432 S.
3. Islamow M.S. Projektierung und Betrieb von Industrieöfen / M. S. Islamow. – Leningrad: Chemie, 1986 – 280 S.
4. Lewinski L.D. Chlorwasserstoff und Salzsäure / A. F. Masanko, D. H. Nowikov. – Leningrad: Chemie, 1988 – 160 S.

DISPOSAL OF HAZARDOUS DRILLING WASTE**A.S. Mishunina, V.M. Gorbenko**

Scientific advisor A.V. Epihun

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

One of the main sources of environmental pollution in the Russian Federation are the entities of oil-extracting and oil-processing industry. Pollution happens at all stages: in case of construction and operation of wells; to transportation and conversion of hydrocarbonic raw materials.

The oil and gas industry are potentially dangerous on environmental pollution and its separate objects. All engineering procedures under the corresponding conditions can break a natural ecological situation. Especially oil

products, oil and drilling slimes render a bad influence. Oil slimes represent mixes which consist of oil products, mechanical impurity (clay, oxides of metals, sand) and waters. The water suspensions, which firm part consists of products of destruction of rocks and walls rift, products of abrasion drill pipe and casing, are drilling slimes.

Urgency of the problem is serious interest from geologists, ecologists, oil companies in the environmental and economic aspects. Theoretical and practical significance led to the choice of the theme of scientific work, its target orientation, structure of the study and the choice of methods for solution tasks.

The main purpose of work is development technology recycling of drilling waste, also offers complex methods of waste recycling for achievement of higher degree in ecological safety, because drilling waste from all waste of oil industry occupies the greatest volume on whole structure.

In recent years oil-producing enterprises various technological decisions directed on waste recycling of drilling take root into production. However, unified method of conversion drilling slimes for neutralization and utilization doesn't exist. All known technologies or methods of conversion can be shared into the following groups:

- the thermal - burning in open barns, furnaces of various types, receipt of a bituminous remaining balance;
- the physical - burial in special burial grounds, separation in a centrifugal field, vacuum filtering and filtering under pressure;
- the chemical - extracting substance with a liquid solvent, solidification with material (cement, liquid glass, clay) and organic (epoxy and polystyrene pitches, polyurethane), additives;
- the physical and chemical - use of specially picked up reagents changing physical and chemical properties, with the subsequent handling on the special equipment;
- the biological - microbiological decomposition in the soil in storage locations, biothermal decomposition [1].

In practice methods are combined with the purposes and real equipment of facility, so waste are utilized by various methods. The main task today, puts non-waste production. Using technology of the solidification, the received product can be used in production of building materials, mixing of the neutralized drilling slime in certain proportions with a special sorbent and cement. Toxic substances are removed due to linking sorbent and further cementation.

The system of collection applied now and storage of waste doesn't provide reliable protection of natural objects against pollution. Polluting components of drilling solutions and slimes have wide scale of chemical reagents applied in drilling practice, and also toxicant of breeds arriving from the drilling rocks and reservoir waters (readily soluble salts, ions of heavy metals, synthetic surface-active substances), accumulating in the soil, lead to decrease its biological activity and origin or strengthening of erosive processes. From one bush of rift are formed about two hundred cubic meter of drilling solution and slimes.

The handling of drilling slimes provides three options: burial in a sludge depot on sectional platforms; burning of drilling slime on installation of thermal neutralization; accumulating and withdrawal conversion drilling slimes in a sludge collector.

1. Burial in a sludge depot on sectional platforms

For collection and placement of drilling slime the construction of sludge depots in the territory of the sectional bases is provided. It allows quickly and near to utilize drilling waste providing burial of products in case of destruction rocks and well walls. During operation the minimum transport costs are provided, but after works, recovery of lands need to be done by soil to level of a surface of a platform with next recultivation.

2. Burning of drilling slime on installation of thermal neutralization

For this purpose, the module is offered centrifugation cuttings ICBD - it is designed for dewatering sludge drilling muds when using oil-based by using centrifugal force. Pictorial diagram of this process is to obtain a slurry, its drainage and encapsulation, transportation to disposal sites.

For this purpose the MTCBR module of centrifugation of boring slime is offered, it is intended for dehydration drilling slimes, if we use drilling solutions on an oil basis, on account of centrifugal force. The sequence of this process is:

- firstly, get slime,
- secondly, drainage and encapsulation,
- thirdly transportation to an utilization place.

3. Accumulating and withdrawal conversion drilling slimes in a sludge collector

The construction of sludge collector is made for centralized collection, accumulating and neutralization of drilling slime. After system of cleaning waste of drilling is exported by means of dump trucks from bushes on specially equipped sludge collector.

Today the developing direction is using of biological preparations. Now in this direction researches are conducted and approved at different oil-extracting and processing entities. The principle of action of biological preparations is based on using hydrocarbon microorganisms and additives with mineral complexes, and also oxidized biosorbents. Non-waste production in this direction is provided due to use received products in agricultural industry, and as fertilizers.

Fertilizers are getting by using microorganisms destructors, providing favorable conditions of the environment (temperature, mineralization, pH, mineral supply) successfully picked up culture or mix of strains are capable to utilize in short time oil pollution in organic fertilizer [2].

When drilling offshore, there are also problems with the ecological safety of the environment, and therefore the possibility of disposal drilling waste.

Offshore drilling is carried out with a stationary hydraulic structures and floating drilling rigs. By stationary hydraulic structures include trestle platforms, dams, artificial islands and fixed ground platforms installed at great depths.

Machinery and technology of drilling wells with subsea location have some differences from the techniques and technology of drilling on land. In this type of work is especially important to follow the safety and consistency of the drilling process.

In any branch of production in oil extraction or in drilling is not uncommon of emergencies related to bottling hydrocarbons. Available figures on the number of oil spills in Russia don't exist, and is estimated by Greenpeace often spills occur due to damage to pipelines gust towards destruction and property damage. For comparison, in a year in the USA is about leaks 14,900 tons, 17,600 tons in Russia, 7700 tons in Canada. When pipelines is broken up and other situations, effective way in this situation of collecting hydrocarbons is using biosorbents. This direction is the subject of further researching.

Thus, in article were considered methods of utilization of drilling waste, their types, possible prospects of their further using, existing problems on land and on a sea shelf due to drilling, and also there are the direction of further researches is provided.

References

1. Bashirov V.V. Machinery and technology phased removal and sludge processing granary. - M., 1992.
2. Drovnikov P.G. Environmental protection when using hydrocarbon emulsions // Grounds neftegaz. - 2009. - № 10.

EXPERIMENTAL MODELING OF THE FLOW OF OIL-WATER EMULSION WITH POLYMERS ADDITIVES

Monkam Monkam C. Legrand
Scientific advisor professor V.N. Manzhai
National Research Tomsk Polytechnic University

Upon dissolution of the polymer occurs in the liquid and a simultaneous increase in the viscosity rate and increase of the turbulent flow of the polymer solution in comparison with the flow rate of the source of low-viscosity solvent. This paradoxical phenomenon is called the Toms effect and is widely used in oil transportation by pipelines. When Toms effect occurs (Fig. 1) it leads to a reduction in the hydrodynamic drag reduction coefficient (λ), entering the equation Darcy-Weisbach (1):

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{\rho \cdot L}{4 \cdot \pi^2 \cdot R_w^5} \cdot Q^2 \quad (1)$$

Decreased λ is accompanied by either increasing the volume flow rate (Q) at a constant predetermined pressure drop $\Delta P = \text{const}$, or by decreasing the pressure loss (ΔP) friction at a constant flow rate $Q = \text{const}$.

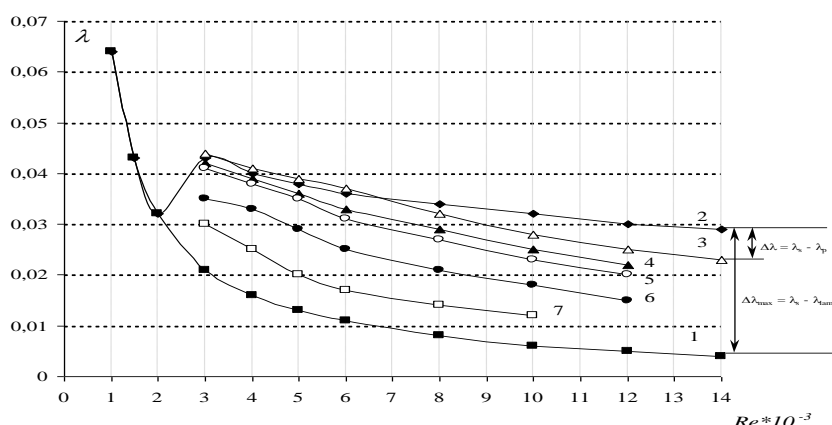


Fig. 1 Dependence of the hydrodynamic resistance with the Reynolds number for different polymer solvent system

- [1]: 1) Poiseuille theoretical curve for laminar flow $\lambda_{\text{lam}} = 64/Re$;
 2) Blasius empirical curve for turbulent flow $\lambda_{\text{тур}} = 0,3164/Re^{0,25}$;
 3) Polyisoprene dissolved in toluene solution ($C = 0,05 \text{ кг/м}^3$; $Mr = 0,5 \cdot 10^6$);
 4) Polyisoprene dissolved in toluene solution ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $Mr = 0,5 \cdot 10^6$);
 5) Polybutadiene dissolved in toluene solution ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $Mr = 0,6 \cdot 10^6$);
 6) Polybutadiene dissolved in toluene solution ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $Mr = 1,2 \cdot 10^6$);
 7) Polyisoprene dissolved in oil ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $Mr = 0,5 \cdot 10^6$).

The magnitude effect of reducing the hydrodynamic resistance (DR,%), which characterizes the energy gain in pumping oil with polymer additives compared with pumping fluid without additives, is calculated by the formula (2) where λ_s and λ_p - hydraulic resistance coefficient of solvent and polymer solution, respectively:

$$DR, \% = \frac{\lambda_s - \lambda_p}{\lambda_s} \cdot 100\% \quad (2)$$

In the real condition in the wild centrifugal pumps pumping oil through pipelines there is a simultaneous effect occurs: decrease in the pressure drop in the pipe and increase the volumetric flow rate (Fig. 2), when the pipeline is filled with oil-treated polymer additive we notice an increase in Toms effect (Fig. 3).

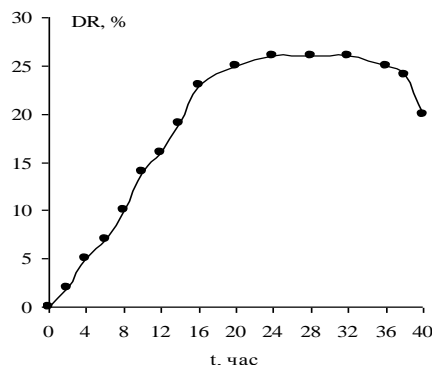
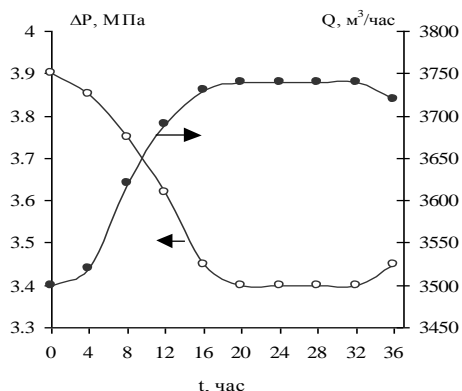


Fig. 2 Changing the pressure drop and flow rate in the pipeline Tihoretsk - Novorossiysk when dosing pipe with the polymer additive [2]

Fig. 3 Changing the magnitude of the Toms effect in the pipeline Tihoretsk - Novorossiysk when dosing pipe with the polymer additive [2]

In our laboratory studies, we conducted a pilot study of the effect of polymer additives on the flowrate of oil-water emulsion. During the in-situ filtration and pumping oil-water mixture through pipelines may be formed a "direct" emulsions (O / W), like an "inverse" emulsion (W / O), depending on the physicochemical nature of the dispersion medium, we used as water-soluble polymer (polyacrylamide - PAA) and an oil soluble polymer (polyhexene - PH).

The experimental part of the work carried out on turbulent rheometer (Fig. 4), which is structurally simple and similar to the capillary viscometer, but allows the study in the laminar flow regime like in the turbulent regime.

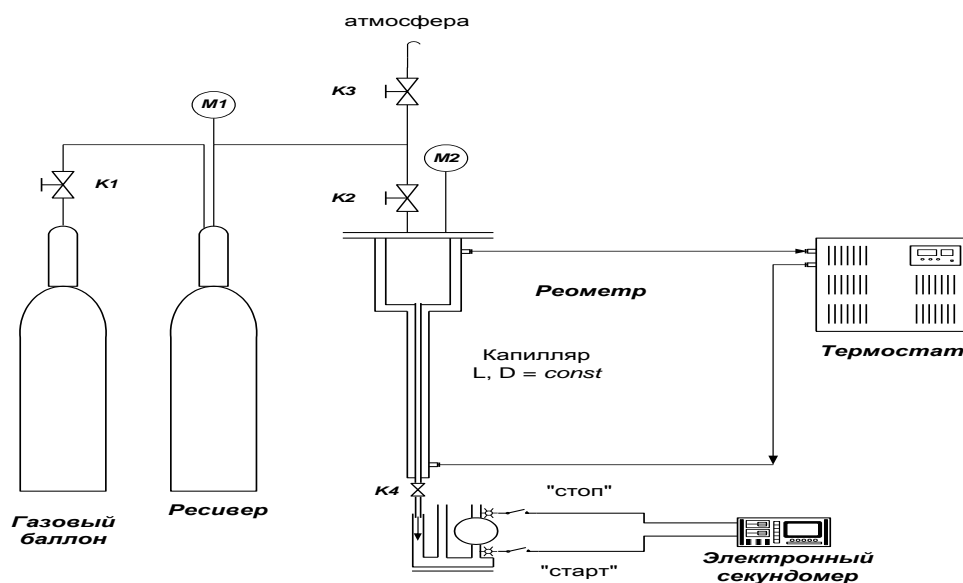


Fig. 4 Turbulent rheometer

Graphic illustration of the dependence of the effect (DR,%) with the concentration of PAA dissolved in water or PH dissolved in benzene is shown in Figures 5 and 6. Analysis of the results presented in the figures shows the view of equality $1 \text{ ppm} = 1 \text{ g/m}^3 = 0.001 \text{ kg/m}^3$ that these polymer samples are approximately equal in their anti-turbulenteffectivity, but each of them can only be used in the dispersion medium, certain physical and chemical nature .

Both of these sample in hydrodynamic conditions are typical operating for the pipeline and capable of reducing the resistance by more than 50% at the optimal concentration of SOPT. $\sim 10 \text{ g/m}^3$.

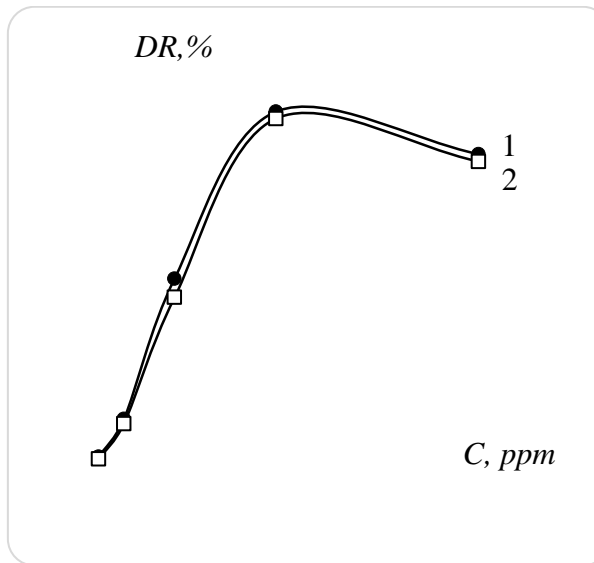


Fig. 5 The dependence of the effect (DR, %) with the concentration (C, ppm) polyacrylamide in water at different shear stresses: 1 - $\tau W = 8 \text{ Па}$; 2 - $\tau W = 4 \text{ Па}$

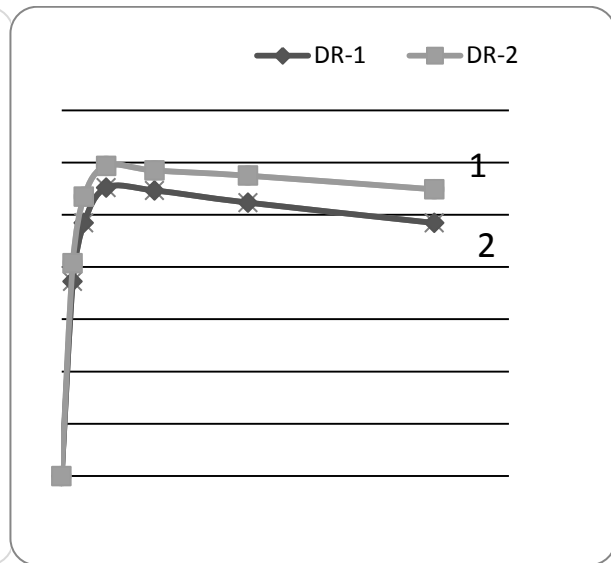


Fig. 6. The dependence of the effect (DR, %) with the concentration (C, ppm) polyhexene in benzene at different shear stresses: 1 - $\tau W = 11 \text{ Па}$ u 2 - $\tau W = 4 \text{ Па}$

But as shown by laboratory tests, if the pumped liquid medium is a two-phase oil-water emulsion, then his hydrodynamic resistance is capable to reduce only the polymer that is compatible with the dispersion medium, i.e. which is soluble in that dispersion medium.

Thus, to reduce the resistance in the "direct" emulsion capable the water soluble PAA (Fig. 7), and in "reverse" emulsions, oil soluble PH (Fig. 8).

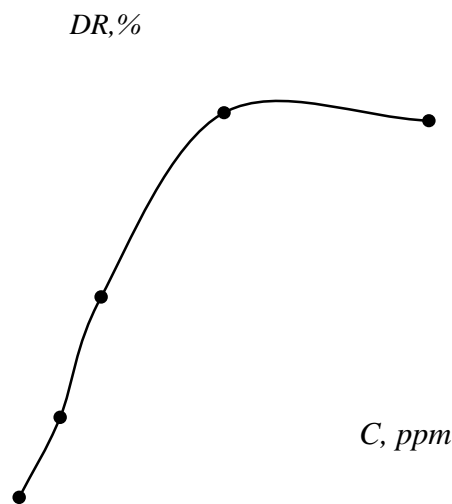


Fig. 7 Dependence of effect DR (%) with the concentration of polyacrylamide in the direct emulsion

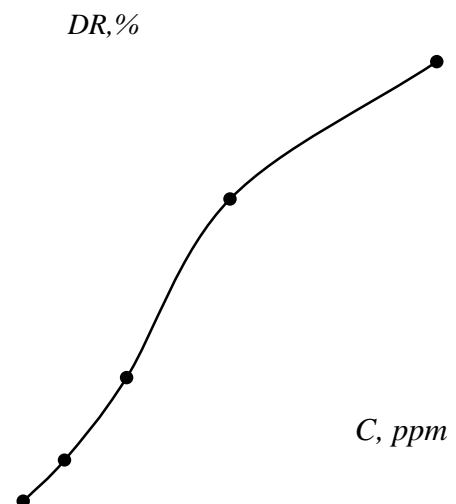


Fig. 8 Dependence of effect DR (%) with the concentration of polyhexene in the reverse emulsion

It should also be noted that in order to reduce hydrodynamic resistance of turbulent flow for oil-water emulsions requires the introduction of a polymeric additive in an amount significantly exceeding its optimum concentration for individual liquids.

This marked increase in the amount of administered polymer due, presumably, the fact that most of it is adsorbed at the interface, i.e. on solvent-adsorption layers micro-emulsion droplets.

References

1. Manzhai V.N .Influence of the concentration of polymer additives to reduce the hydrodynamic resistance of oil // Oil and gas. Proceedings of Higher Education, 1987.- № 1.- pp. 59 - 61.
2. Nesyn G.V., Manzhai V.N., Popov E.A. etc. Experiment to reduce oil hydrodynamic resistance on the pipeline Tihoretsk-Novorossiysk // Pipeline, 1993. - № 4. - pp. 28 - 30.

COMPOSITE NANOBIO-SORBENT AS A PROMISING MATERIAL FOR AQUATIC ENVIRONMENT TREATMENT FROM RADIONUCLIDES

A.V. Moskalenko, A.N. Tretyakov, T.G. Makarevich

Scientific advisors associate professor M.P. Chubik, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

High demand in new materials which are capable of permanently eliminating radionuclides comes from the actuality of the problem of environment contamination by radionuclides in general and water environment contamination in particular. Radionuclides occupy special place among agents which contaminate environment components due to their extreme stability and capability to penetrate underground waters, thus, contaminating drinking water reserves. At present clean up of natural and technogenic waters represent a serious ecological problem which exists in many regions of Russia as well as in majority of countries due to many sources of water contamination by radionuclides. The scale of tasks to eliminate the consequences of environment contamination and prevent further pollution demands appropriate efforts to develop sorbent materials and technologies for their application. In particular sorbents must be cheap and mass, while compact leavings which contain radionuclides must be convenient for long term storage, refinement and disposal.

In recent years research on new class sorbent development is actively progressing in many countries, these sorbents should constitute biogenic substances and include them as the main element – biosorbent. For example, they are produced from microbe mass or fungi which are microbiological industry wastes. Apart from that, application of different nanoforms of metal oxides as a sorbent is viewed as promising one.

In spite of the fact that nanotubes and nanopowders have been deeply studied in foreign literature as material for removal of ions of heavy metals there are some implications of using nanoforms of metal oxides as sorbent. Metal nanoparticles can be applied as matrixes for immobilization of plutonium, technetium, uranium and transuranium elements due to their capacity to eliminate radioactive ions accompanied by deformation of nanomaterial, as a result of which caught radionuclides are permanently trapped in the sorbent structure.

Main characteristics of metal nanoparticles plated on mycelium of growing mold fungi are practically no different from the weighted in solution nanoparticles properties. Small fragments of mold mycelium separated from the main culture and transferred to colloidal solution which contains nanoparticles are finally end up being covered by these nanoparticles. Apart from that no prior modification of neither particles nor mold is required for nanoparticles adsorption on the surface of growing mycelium. Final hybrid material represents tube cell of mold fungi covered by several layers of nanoparticles. Deposition of nanoparticles on mold is not accompanied by their aggregation with each other.

The aim of our research is to develop new effective, composite and safe sorbent, and as component of which we plan to use metallic nanotubes, concretely metal oxide nanomaterials, and modified by this nanomaterials fungi. The prerequisites for metal nanoparticles using are hypotheses that state - the metal nanoparticles can be used as matrices for immobilization of plutonium, technetium, uranium and transuranic elements due to the ability to absorb radioactive ions while the deformation process of the nanomaterial takes place [2]. As a result, the absorbed radionuclides are permanently enclosed in the structure of the sorbent [3].

For the research the nanopowders of cupric and iron oxides, obtained by electrical explosion of cupric wire in air, nanopowder of oxide – hydroxide aluminum phases were used.

It is known that nanoscale materials form poorly stable suspensions. [1] High ability to agglomerate the nanoparticles in an aqueous medium does not allow reaching the maximum surface and, consequently, the adsorption activity of the material. We used the ultrasonic dispergation for agglomerates to breaking up it.

Indeed, when ultrasonic dispergation of nanoparticles was used, sorption activity increased in several times (Table 1). So activation of nanopowders of iron oxide (Fe_3O_4) increases sorption capacity from 18 to 66%.

Table 1

Sorption characteristics of materials

Sorbent	Initial concentrations of uranium-ions, mcg/l	Without ultrasonic dispergation		With ultrasonic dispergation	
		Final concentrations of uranium-ions, mcg/l	Relative adsorption, %	Final concentrations of uranium-ions, mcg/l	Relative adsorption, %
Fe_3O_4	1 800	1 480	18	610	66
CuO	2 100	755	64	628	70
AlOOH	2 100	1 570	25	1 093	48

Best results have been obtained with powders of cupric oxide (CuO) as before ultrasonic dispergation, so and after (64 and 70% respectively). Nanoparticles of oxide – hydroxide aluminum phases (AlOOH) showed worse sorption

capacity as before ultrasonic dispergation, so and after (25 and 48% respectively). These results confirm the the fact that nanoparticles have ability to agglomerating in aqueous. Using ultrasound prevents the formation of agglomerates, thus, the active surface of the sorbent increases.

The low sorption activity of nanopowder of AlOOH is probably a result of its inherent high hydrophilicity. AlOOH nanoparticles in aqueous environment form strong agglomerates which cannot be destroyed by ultrasonic dispergation

In general, we can say that using ultrasonic dispergation significantly increases the sorption capacity of nanomaterials. Thus, most perspective materials are nanopowders of cupric and iron.

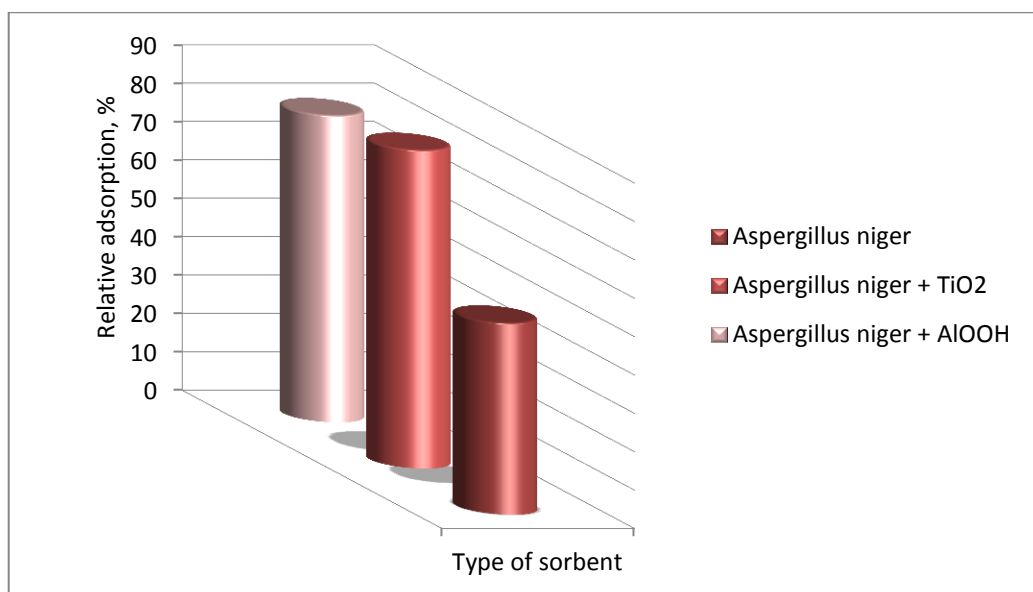
Another component of the composite sorbent can be mold fungi as the main characteristics of metal nanoparticles deposited on the growing mycelium of fungi do not differ from the nanoparticles properties suspended in the solution. During the research we used pure culture of mold «Aspergillus niger», cultivated on Sabouraud medium. Fragments of the mold mycelium were transferred to a colloidal solution containing nanoparticles of titanium dioxide. At the same time there was no any preliminary modification of the particles or mold for the adsorption of nanoparticles on the surface of the growing mycelium.

The conducted researches have shown the benefit of using composite materials in comparison with nanomaterials or fungi, which are used by themselves (Fig., Table 2).

Table 2

Sorption characteristics depend on types of sorbent

Type of sorbent	Initial concentrations of uranium-ions, mcg/l	Final concentrations of uranium-ions, mcg/l	Relative adsorption, %
Aspergillus niger	2 325	1 152	50
Aspergillus niger + TiO ₂	2 325	393	83
Aspergillus niger + AlOOH	2 325	477	80

*Fig. Relative adsorption depends on types of sorbent*

Thus, we would like to note the high sorption characteristics of composite nanobiosorbent and we can say that this is a promising material for aquatic environment treatment from radionuclides.

References

1. Method and device for mixing nano-particles. RU patent 2301771.
2. Suzdalev I.P. Nanotechnology: Physics and chemistry of nanoclusters, nanostructures and nanomaterials, - Moscow: KomKniga, 2006. – 592 p.
3. Krivovichev S., Kahlenberg V., Kaindl R., Mersdorf E., Tananaev I., Myasoedov B. Nanoscale tubules in uranyl selenates // Angew. Chem. Intern. Ed., 2005. - Vol. 44. – pp. 1134-1135.

**DEVELOPMENT OF KINETIC MODEL OF BENZENE ALKYLATION WITH PROPYLENE
PROCESS USING QUANTUM CHEMICAL APPROACH**

A.E. Nurmakanova, A.A. Salishcheva, A.A. Chudinova

Scientific advisor professor E.N. Ivashkina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Isopropylbenzene or Cumene is important product of world petrochemistry, because of its use in the worldwide production of phenol and its co-product acetone. Demand for cumene grew to 12 million tons during last 10 years [1]. Cumene is usually obtained from benzene and propylene. Zeolites, phosphoric acid on the carrier, BF_3 can be catalysts of process, but today in Russia the most widespread catalyst is ALC_3 .

The aim of work was development of kinetic model of the alkylation of benzene with propylene using detailed thermodynamic analysis. Thermodynamic possibility of their occurrence is confirmed by calculations of Gibbs energy change in the reaction. In order to calculate reaction rate sigma-complex was assumed as a transition state [2]. The calculation was performed using Gaussian 09W DFT method, taking into account the technological conditions of the industrial process: temperature - 395 K and pressure - 0,16 MPa and presented in Table 1.

All of these reactions are reversible. Then based on presented reaction network, kinetic model of alkylation process was developed. Equations for chemical reaction rates for each component were built according to the law of mass action are presented in Table 2.

Table 1

Thermodynamic and kinetic parameters of reactions

№	Reaction	ΔH , kJ/mole	ΔS , kJ/(mole·K)	ΔG , kJ/mole	Reaction rate constant
1	$\text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_6 = \text{C}_6\text{H}_5\text{CH}(\text{CH}_3)_2$	-94,61	-167,56	-28,42	$6,56 \cdot 10^4$
2	$\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}(\text{CH}_3)_2 + \text{C}_3\text{H}_6 = \text{C}_6\text{H}_4(\text{CH}(\text{CH}_3)_2)_2$	-94,31	-166,69	-28,47	$1,37 \cdot 10^5$
3	$\text{C}_6\text{H}_4(\text{CH}(\text{CH}_3)_2)_2 + \text{C}_6\text{H}_6 = 2 \text{C}_6\text{H}_5\text{CH}(\text{CH}_3)_2$	-0,29	-0,87	0,05	$1,63 \cdot 10^7$
4	$\text{C}_6\text{H}_4(\text{CH}(\text{CH}_3)_2)_2 + \text{C}_3\text{H}_6 = \text{C}_6\text{H}_3(\text{CH}(\text{CH}_3)_2)_3$	-94,23	-171,97	-26,30	$7,06 \cdot 10^4$
5	$\text{C}_6\text{H}_3(\text{CH}(\text{CH}_3)_2)_3 + \text{C}_6\text{H}_6 = \text{C}_6\text{H}_4(\text{CH}(\text{CH}_3)_2)_2 + \text{C}_6\text{H}_5\text{CH}(\text{CH}_3)_2$	-0,38	4,41	-2,12	$5,33 \cdot 10^7$
6	$\text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_6 = \text{C}_6\text{H}_5\text{C}_3\text{H}_7$	-90,13	-187,89	-15,92	$7,92 \cdot 10^4$
7	$\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3 + \text{C}_3\text{H}_6 = \text{C}_6\text{H}_4\text{CH}_3\text{CH}(\text{CH}_3)_2$	-94,17	-166,93	-28,23	$2,43 \cdot 10^3$
8	$2 \text{C}_3\text{H}_6 = \text{C}_6\text{H}_{12}$	-94,16	-161,98	-30,18	$3,12 \cdot 10^4$
9	$2 \text{C}_2\text{H}_4 = \text{C}_4\text{H}_8$	-111,88	-157,16	-49,80	$7,74 \cdot 10^5$
10	$\text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_4\text{H}_8 = \text{C}_6\text{H}_5\text{CHCH}_3\text{C}_2\text{H}_5$	-89,77	-144,09	-32,85	$6,04 \cdot 10^5$
11	$\text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_4\text{H}_8 = \text{C}_6\text{H}_5\text{C}(\text{CH}_3)_3$	-92,11	-182,73	-19,93	$3,30 \cdot 10^5$
12	$\text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_4\text{H}_8 = \text{C}_6\text{H}_5\text{C}_4\text{H}_9$	-91,77	-141,11	-36,04	$1,08 \cdot 10^6$
13	$\text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_2\text{H}_4 = \text{C}_6\text{H}_5\text{C}_2\text{H}_5$	-105,70	-149,39	-46,69	$5,05 \cdot 10^5$
14	$\text{C}_6\text{H}_5\text{C}_2\text{H}_5 + \text{C}_2\text{H}_4 = \text{C}_6\text{H}_4(\text{C}_2\text{H}_5)_2$	-105,25	-150,85	-45,66	$5,71 \cdot 10^5$
15	$\text{C}_6\text{H}_4(\text{C}_2\text{H}_5)_2 + \text{C}_2\text{H}_4 = \text{C}_6\text{H}_3(\text{C}_2\text{H}_5)_3$	-105,77	-142,10	-49,64	$7,71 \cdot 10^5$
16	$\text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_6\text{H}_3(\text{C}_2\text{H}_5)_3 = \text{C}_6\text{H}_4(\text{C}_2\text{H}_5)_2 + \text{C}_6\text{H}_5\text{C}_2\text{H}_5$	0,08	-7,29	2,96	$2,32 \cdot 10^6$
17	$2 \text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_6 = \text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3 + \text{C}_6\text{H}_4(\text{CH}_3)_2$	-108,29	-118,61	-61,43	$1,04 \cdot 10^6$
18	$2 \text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_2\text{H}_4 = 2 \text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3$	-113,41	-116,18	-67,52	$1,42 \cdot 10^3$
19	$\text{C}_6\text{H}_6 + \text{C}_6\text{H}_4(\text{C}_2\text{H}_5)_2 = 2 \text{C}_6\text{H}_5\text{C}_2\text{H}_5$	-0,45	1,46	-1,03	$2,58 \cdot 10^6$

Table 2

Reaction rates for alkylation process

№	Product	Reaction rate
1	Isopropylbenzene	$W_{1,1} = k_{0(1)} \cdot e^{-Ea(1,1)/RT} \cdot C_{benzene} \cdot C_{propylene}$ $W_{1,2} = k_{0(1)} \cdot e^{-Ea(1,2)/RT} \cdot C_{benzene} \cdot C_{diisopropylbenzene}$ $W_{1,3} = k_{0(1)} \cdot e^{-Ea(1,3)/RT} \cdot C_{diisopropylbenzene}$
2	Diisopropylbenzene	$W_{2,1} = k_{0(2)} \cdot e^{-Ea(2,1)/RT} \cdot C_{isopropylbenzene} \cdot C_{propylene}$ $W_{2,2} = k_{0(2)} \cdot e^{-Ea(2,2)/RT} \cdot C_{isopropylbenzene}^2$ $W_{2,3} = k_{0(2)} \cdot e^{-Ea(2,3)/RT} \cdot C_{triisopropylbenzene}$

Table 2 (continued)

Reaction rates for alkylation process		
3	Triisopropylbenzene	$W_3 = k_{0(3)} \cdot e^{-E_a(3)/RT} \cdot C_{diisopropylbenzene} \cdot C_{propylene}$
4	n-Propylbenzene	$W_4 = k_{0(4)} \cdot e^{-E_a(4)/RT} \cdot C_{benzene} \cdot C_{propylene}$
6	Butylene	$W_{6,1} = k_{0(6)} \cdot e^{-E_a(6,1)/RT} \cdot C_{ethylene}^2$ $W_{6,2} = k_{0(6)} \cdot e^{-E_a(6,2)/RT} \cdot C_{sec-butylbenzene}$ $W_{6,3} = k_{0(6)} \cdot e^{-E_a(6,3)/RT} \cdot C_{tret-butylbenzene}$ $W_{6,4} = k_{0(6)} \cdot e^{-E_a(6,4)/RT} \cdot C_{n-butylbenzene}$
7	sec-Butylbenzene	$W_7 = k_{0(7)} \cdot e^{-E_a(7)/RT} \cdot C_{benzene} \cdot C_{butylene}$
8	tret-Butylbenzene	$W_8 = k_{0(8)} \cdot e^{-E_a(8)/RT} \cdot C_{benzene} \cdot C_{butylene}$
9	tret-Butylbenzene	$W_9 = k_{0(9)} \cdot e^{-E_a(9)/RT} \cdot C_{benzene} \cdot C_{butylene}$
10	Ethylbenzene	$W_{10,1} = k_{0(10)} \cdot e^{-E_a(10,1)/RT} \cdot C_{benzene} \cdot C_{ethylene}$ $W_{10,2} = k_{0(10)} \cdot e^{-E_a(10,2)/RT} \cdot C_{benzene} \cdot C_{ethylbenzene}$ $W_{10,3} = k_{0(10)} \cdot e^{-E_a(10,3)/RT} \cdot C_{diethylbenzene}$
11	Diethylbenzene	$W_{11,1} = k_{0(11)} \cdot e^{-E_a(11,1)/RT} \cdot C_{ethylbenzene} \cdot C_{ethylene}$ $W_{11,2} = k_{0(11)} \cdot e^{-E_a(11,2)/RT} \cdot C_{triethylbenzene}$
12	Triethylbenzene	$W_{12} = k_{0(12)} \cdot e^{-E_a(12)/RT} \cdot C_{diethylbenzene} \cdot C_{ethylene}$
13	Toluene	$W_{13,1} = k_{0(13)} \cdot e^{-E_a(13,1)/RT} \cdot C_{benzene}^2 \cdot C_{propylene}$ $W_{13,2} = k_{0(13)} \cdot e^{-E_a(13,2)/RT} \cdot C_{benzene}^2 \cdot C_{ethylene}$ $W_{13,3} = k_{0(13)} \cdot e^{-E_a(13,3)/RT} \cdot C_{cymene}$
15	Propylene	$W_{15,1} = k_{0(15)} \cdot e^{-E_a(15,1)/RT} \cdot C_{isopropylbenzene}$ $W_{15,2} = k_{0(15)} \cdot e^{-E_a(15,2)/RT} \cdot C_{diisopropylbenzene}$ $W_{15,3} = k_{0(15)} \cdot e^{-E_a(15,3)/RT} \cdot C_{triethylbenzene}$ $W_{15,4} = k_{0(15)} \cdot e^{-E_a(15,4)/RT} \cdot C_{n-propylbenzene}$ $W_{15,5} = k_{0(15)} \cdot e^{-E_a(15,5)/RT} \cdot C_{cymene}$ $W_{15,6} = k_{0(15)} \cdot e^{-E_a(15,6)/RT} \cdot C_{toluene} \cdot C_{xylene}$
16	Benzene	$W_{16,1} = k_{0(16)} \cdot e^{-E_a(16,1)/RT} \cdot C_{isopropylbenzene}$ $W_{16,2} = k_{0(16)} \cdot e^{-E_a(16,2)/RT} \cdot C_{isopropylbenzene}^2$ $W_{16,3} = k_{0(16)} \cdot e^{-E_a(16,3)/RT} \cdot C_{n-propylbenzene}$ $W_{16,4} = k_{0(16)} \cdot e^{-E_a(16,4)/RT} \cdot C_{sec-butylbenzene}$ $W_{16,5} = k_{0(16)} \cdot e^{-E_a(16,5)/RT} \cdot C_{tret-butylbenzene}$ $W_{16,6} = k_{0(16)} \cdot e^{-E_a(16,6)/RT} \cdot C_{n-butylbenzene}$ $W_{16,7} = k_{0(16)} \cdot e^{-E_a(16,7)/RT} \cdot C_{ethylbenzene}$ $W_{16,8} = k_{0(16)} \cdot e^{-E_a(16,8)/RT} \cdot C_{toluene} \cdot C_{xylene}$ $W_{16,9} = k_{0(16)} \cdot e^{-E_a(16,9)/RT} \cdot C_{toluene}^2$

W_n — rate of n -th reaction, mole/(m³·sec), k — reaction rate constant, E_a — activation energy, J/mole, R — universal gas constant, J/(mole·K), T — temperature, K, C_i — concentration of i -th component, mole/m³.

References

1. Booming Petrochemical Industry Assures Cumene Sales to Grow by 4% [Internet resource]. – Retrieved from Process Worldwide, 2013: URL: http://www.process-worldwide.com/management/markets_industries/articles/393591/ (date of publication 02.06.2013);
2. Reutov O. A., Kurtz A.L., Butin K.P. Organic chemistry. – 2009. – Part 2. – 544 p.

MODIFIKATION DER ERDÖLPOLYMERENHARZE MIT ERHÖHTEM GEHALT VON ZYKLOPENTADIEN

M.V. Pangina, N.V. Yemelyanowa

Wissenschaftliche Betreuer Dozent W. Bondaletow, Dozentin L.S.Ratner
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Erdölpolymerharze und Kompositionen auf ihrer Basis sind sehr gefragte Produkte in verschiedenen Branchen. Als Rohstoffbasis für sie dienen die Nebenprodukte in den Anlagen für die Produktion von Ethylen und Propylen – flüssige Pyrolyseprodukte (FPP), die sich in einer Menge von 20 bis 40% Gew. bilden und eine beträchtliche Anzahl von ungesättigten Kohlenwasserstoffen enthalten. Flüssige Pyrolyseprodukte werden bedingt in helle und dunkle unterteilt. Eines der wichtigsten Einsatzgebiete von Erdölpolymerharzen, die sich auf hellen FPP basieren, ist ihre Verwendung in der Herstellung von Farben und Lacken.

Eine vielversprechende Richtung der Entsorgung von Abfällen und Nebenprodukten der petrochemischen Industrie ist die Entwicklung und Ausnutzung neuer, vor allem modifizierter Arten von Erdölpolymerharzen. Epoxydation ist ein weit verbreiteter Modifizierungsprozess, der die Eigenschaften von Harzen ändern und die Qualität der Produkte auf ihrer Basis verbessern lässt.

Die Eigenschaften der Erdölpolymerharze sind stark abhängig von der Herstellungsmethode – ob initiierte oder katalytische Systeme verwendet werden, von der Zusammensetzung der Fraktionen, der modifizierenden Agenten und variieren in weiten Grenzen. Die Modifikation der hellen Harze mit erhöhtem Gehalt der Zyklopentadienglieder ist von besonderem Interesse. In diesem Zusammenhang ist das Ziel der Arbeit – die Herstellung der modifizierten (epoxidierten) Erdölpolymerharze auf der Basis der Zyklopentadienfraktion, Kompositionen auf ihrer Basis und die Untersuchung der Eigenschaften.

Als Rohstoff für die Herstellung der Erdölpolymerharze werden Produkte der Petrochemie und Erdölraffination verwendet, die ungesättigte Kohlenwasserstoffe enthalten. Das sind Fraktionen, die aus den Pyrolyseprodukten des flüssigen und gasförmigen Ölhrohstoffes ausgetrieben werden, und einige Produkte des katalytischen und thermischen Crackens. Wirtschaftlich ist es zweckmäßig, für die Synthese der Erdölpolymerharze Rohstoff auszunutzen, der nicht weniger als 30% der ungesättigten reaktionsfähigen Kohlenwasserstoffe (harzbildende Komponenten) enthält. Für die Bestimmung der chemischen Zusammensetzung der Fraktion C₅ ist es empfehlenswert, eine gasflüssige Chromatographie zu benutzen, und die chemische Zusammensetzung der Fraktionen C₈ – C₉ wird anhand der Methode der Gaschromatographie auf Kapillarsäulen bestimmt. Die wichtigsten Merkmale der Fraktionen von Pyrolyseprodukten, die als Rohstoff für die Synthese von Erdölpolymerharzen verwendet werden, sind in der Tabelle 1 dargestellt.

Für die Herstellung von hellen Erdölpolymerharzen werden die Fraktionen der flüssigen Pyrolyseprodukte benutzt, die bis 200°C, herauskochen, für die Herstellung von dunklen EPP – höhersiedende Fraktionen oder schweres Pyrolyseharz. Die Fraktionen aus den flüssigen Pyrolyseprodukten werden durch Rektifizierung ausgeschieden. Für die Herstellung der hellen Erdölpolymerharze bei der Ausscheidung der flüssigen Pyrolyseprodukte ist es wichtig, die Temperatur des Fraktionssiedens am Ende genau zu regulieren und zu verhindern, dass der Übergang in den Sumpfprodukt der leicht polymerisierbaren ungesättigten Kohlenwasserstoffe, die sich in den flüssigen Pyrolyseprodukten enthalten, zustande kommt. Das wird durch die Rektifikation unter Vakuum oder Destillation mit Wasserdampf bei einer Temperatur von 150 bis 180°C erreicht [1].

Tabelle 1

Charakteristik der Fraktionen

Fraktion	C ₈ – C ₉	C ₉	C ₅ (Sumpfprodukt des Debutanisators)
Außenansicht	Durchsichtige hellgelbe Flüssigkeit		Durchsichtige farblose oder hellgelbe Flüssigkeit
Dichte, kg/m ³	890 – 940	900 – 950	710 – 785
Jodzahl, g I ₂ /100g	≥50	≥60	≥80
Fraktionsbestand, °C:			
nk	≥120	≥140	≥30
50%	≤165	≤175	-
70%	-	-	≤75
95%	≤190	≤190	-
к.к.	≤195	≤195	≤190
Massenanteil des Wassers, %	≤0,3	≤0,3	≤0,5

Die Synthese der Erdölpolymerharze erfolgt durch die Polymerisation der ungesättigten Kohlenwasserstoffe (Monomere), die im Ausgangsrohstoff enthalten sind. Die Polymerbildung aus Monomeren erfolgt durch die vielfachen Beziehungen oder Unterbrechung der Zyklen und der Verbindung der ursprünglichen Monomermoleküle in ein Riesenmolekül des Polymers. In Abhängigkeit von dem am Polymerisationsprozess beteiligten vermittelnden aktiven Zentrum – Radikal oder Ion, unterscheidet man Radikal- und Ionenpolymerisation. Bei Ionenpolymerisation verläuft die Interaktion des Katalysators und des Monomers mit der Bildung eines katalytischen Komplexes, der in Ionen dissoziiert. In diesem Fall sind die Katalysatoren kein Bestandteil des Polymers und deshalb werden während der Polymerisation nicht verbraucht.

Die Ionenpolymerisation verläuft mit der Bildung von Karbeniumkation oder Karbanion mit anschließender Übertragung von positiver oder negativer Ladung durch eine Kette [1].

Kationenpolymerisation nennt man den Prozess der Herstellung von makromolekularen Verbindungen, in denen die wachsende Kette als Kation eine positive Ladung trägt. Als Katalysatoren dieser Polymerisation werden Protonen, Karboniumkationen und andere elektrophile Partikel – Lewis-Säure benutzt.

Es werden einige Stoffgruppen ausgesondert, die als Katalysatoren dienen:

- Protonensäuren: H^+ , HSO_4^- ; H^+ , $H_2PO_4^-$;
- Protonenfreie Säuren (Lewis-Säuren, Friedel-Crafts-Katalysatoren)
- Halogene: I_2, ICl, IBr
- Karboniumsalze PhC^+, A^- ,
- Oxoniumsalze des Typs RO^+, A^- ,
- Alkilderivate der Metalle R_3Al, R_2Zn .

Als Anionenpolymerisation nennt man die Prozesse, in denen die wachsende Kette ein negativ geladenes Teilchen Anion ist. [3]

Für 100g unserer Fraktion wird gebraucht: $V_{TiCl_4}=0,58$ ml, $V_{PO}=0,36$ ml, $V_{LeaCh}=2,76$ ml и $V_{OP}=2,36$ (für die Dekontamination des katalytischen Komplexes). Der Kolben wird mit einer frisch destillierten Fraktion von Dizyklopentadien in einer Menge von 100 g gefüllt. Es werden Titantrichlorid, Propylenoxid in einem Verhältnis von 1:1 und Diethylaluminiumchlorid hinzugefügt. Die Beladung wird bei der Raumtemperatur und dem eingeschalteten Rührer durchgeführt. Dann wird die Temperatur des Reaktionsgemisches auf 60°C erhöht und der Polymerisationsprozess läuft weiter bei einer konstanten Temperatur im Laufe von 1,5 Stunden. Danach wird das Reaktionsgemisch bis 30 - 35 °C abgekühlt und Propylenoxid hinzugefügt. Weiter wird der Entseuchungsprozess bei einer Temperatur von 60°C im Laufe von 30 min unter ständigem Rühren durchgeführt. Dann wird das produzierte Harz bei der Raumtemperatur und Normaldruck getrocknet.

Neben den Vorteilen besitzen die Erdölpolymerharze auch einige Nachteile – Oxidierbarkeit und geringe Haftung. Die Verbesserung der Qualität von EPH kann durch eine Modifizierung der Erdölpolymerharze erreicht werden, die im Einmischen verschiedener funktioneller Gruppen in die Struktur des Moleküls besteht. Chemische Modifizierung von EPH wird anhand der ungesättigten Karbonsäuren, ihrer Anhydride und Halogenanzydride, Sauerstoff, Ozon durchgeführt. Modifizierte Erdölpolymerharze werden sowohl durch Modifikation der Ausgangsmaterialien, als auch anhand der Erdölpolymerharze selbst produziert. Eine der Modifizierungsmethoden der Harze ist die Epoxidierung. Meistens werden die Erdölpolymerharze als Komponenten der Lackierung verwendet.

Es ist bekannt, dass die EPH-Modifizierung durch sauerstoffhaltige Gruppen mit dem Einsatz solcher Oxidationsmittel wie Kaliumpermanganat, Natriumhypochlorit, Wasserstoffperoxid, [4], Sauerstoff und Ozon [5] zur Verbesserung der physikalisch-mechanischen Eigenschaften der Harze und der Betriebscharakteristik der Beschichtungen auf ihrer Basis führt. Allerdings sind die genannten Oxidationsmittel nicht genug effektiv gegen die Harze, deren wichtigste Komponenten zyklische Olefinverbindungen sind. Deshalb ist die Suche nach den neuen selektiven Modifizierungsagenten der TPH immer noch aktuell. Im Unterschied zu Flüssigphasenoxidation ist der Prozess der indirekten Oxidation wirksamer. In diesem Fall verläuft die Modifizierung an der Phasengrenze: organischen – die Harzlösung im Toluol, und anorganischen – Wasserlösung der Schwefelsäure, die eine Reihe von Folge- und Parallelreaktionen einschließt.

Erdölpolymerharze werden in vielen Volkswirtschaftsbereichen verwendet und nämlich:

- Klebstoff-Industrie. Harz wird breit bei der Herstellung von Heißschmelzkleber, Klebstoffen für die Herstellung der Klebebänder, Klebefilmen und anderer selbstklebender Produkte und Kontakt-Klebstoffen eingesetzt.
- Farbe- und Lackindustrie. 60% prozentige Harzlösungen werden als Erdölpolymerfirnis bezeichnet.
- Druckfarben. Harz ist Bestandteil des Polymerkomposits.
- Gummiindustrie. Harz ist Bestandteil verschiedener Komposite auf der Basis von Kautschuk und Gummi. Es spielt die Rolle eines Weichmachers.
- Andere Bereiche. Fußbodenbelag, Polyvinylchloridplatten, Dichtungsstoffe, Mastixharz, Kaugummi u.s.w.

Von besonderem Interesse ist die Anwendung von Erdölpolymerharzen für die Kostenherabsetzung auf teure und mangelhafte natürliche Produkte: Pflanzenöle in Lackiermitteln, Kolophonium in der Papierproduktion, holzpyrogene Harze und Indenharze in der Produktion der technischen Gummiwaren [1].

Der Ersatz der in verschiedenen Branchen eingesetzten Produkte natürlichen Ursprungs (Pflanzenöle, Kolophonium, Albumin) durch Erdölpolymerharze ist eine wichtige nationale wirtschaftliche Aufgabe. Angesichts dieses Programms ist die Reduzierung des Verbrauchs von Speiseölen, die für technische Ziele in der Herstellung von Farben und Lacken benutzt werden, durch die Anwendung von Erdölpolymerharze von besonderem praktischen Interesse. Die Farben- und Lackindustrie verbraucht im Jahr über 350 Tausend Tonnen Pflanzenöle, ein ungerechtfertigt großer Teil davon wird für die Herstellung von Firnis und Ölfarben verbraucht. Der Ersatz von Speiseölen, die für technische

Zwecke benutzt werden, reduziert den Verbrauch dieser wertvollen Lebensmittel und fördert die Freisetzung der besten Ackerflächen für den Aufzucht der anderen Nahrungsmittelkulturen.

Literatur

1. Dumski Ju.W. Erdölpolymerharze - M: Chemie, 1988.
2. Sutjagin W.M., Bondaletowa L.I. Chemie und Physik der Polymere: Lehrbuch. – Tomsk: Verlag TPU. 2003. – 208 S.
3. Avdienko O.I. Modifizierung der Erdölpolymerharze mit der Anwendung des Peroxid-Wasserstoffes // Entwicklungsperspektiven der grundlegenden Wissenschaften: Schriften der VII Internationalen Konferenz der Studenten und Nachwuchswissenschaftler. Tomsk. – 2010.
4. Trojan A.A., Bondaletow W.G., Ogorodnikow W.D. Untersuchung des Osonierenprozesses von zykoaliphatischen Erdölpolymerharze // Nachrichten der TPU. 2010. – № 3 – S. 163 – 167.

HIGH-TECH-BOHRUNGEN

A.V. Pyatyshev

Wissenschaftliche Betreuer Dozent V.I. Brylin, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Wenn das Öl 4 Kilometer tief liegt und das Bohrloch 6 Kilometer entfernt, dann muss man um die Ecke denken. Viele Öl- und Gas-Bohrlöcher werden mehr oder weniger gerade in den Boden gebohrt. Und in den frühen Tagen der Öl- und Gas-Industrie blieb den Bohrtechnikern nichts anderes übrig. Aber was passiert, wenn das Öl unter einer Autobahn oder einem Berg liegt? Jetzt kommt Um-die-Ecke-Denken ins Spiel. Wenn Bohrtechniker ihre Bohrung stufenweise krümmen könnten, so könnten sie weit vom Bohrturm entfernte Ölvorräte erreichen. In den 40er Jahren fingen die Bohrtechniker an, mit diesem Konzept zu experimentieren, aber sie waren durch die damalige Technologie limitiert.

Über Jahrzehnte rotierten Bohrtürme Rohre mit großen Längen, an deren Ende Bohrmeißel durch den Fels frästen. Je tiefer der Bohrmeißel vorankam, desto mehr zusätzliches Bohrgestänge musste nachgeführt werden. Hatten die Bohrtechniker ihr Zielgebiet erreicht – vielleicht fünf oder sieben Kilometer unter der Oberfläche – befanden sich hunderte aneinander geschraubte Stangen im Bohrloch.

In den 70er Jahren entwickelten Ingenieure “Tiefbohr-Motoren”, die den Bohrmeißel am Ende des Bohrlochs rotieren konnten, ohne dass sich der gesamte Rohrstrang drehte. Mit diesen von Bohrspülung angetriebenen Motoren ließ sich der Bohrermeißel steuern und Schritt für Schritt weiterführen, um Zielpunkte zu erreichen, die in einer Entfernung von mehreren Kilometern vom Bohrturm entfernt lagen (Abb.). In jüngster Zeit ermöglichte es eine noch neuere Technologie, das so genannte Rotationslenkungsbohren, die Bohrmeißel mit einer noch nie da gewesenen Verlässlichkeit und Präzision zu führen. Entwickelt man das abgelenkte Bohrverfahren einen Schritt weiter, dann sind sogar Bohrungen möglich, in denen die letzten Rohrabschnitte horizontal zur Erdoberfläche liegen.

Horizontale Bohrungen bieten deutliche Vorteile in Lagerstätten, in denen das Öl in einer relativ flachen Gesteinsschicht vorhanden ist, wie Sahne zwischen zwei Kuchenschichten. Die Öl produzierende Zone kann nur 10 Meter dick sein, aber sie kann sich horizontal über mehrere Quadratkilometer ausdehnen. Eine senkrechte Bohrung würde in einem solchen Reservoir nur auf die 10-Meter-Schicht stoßen. Würde sich das Ende des Bohrmeißels horizontal bewegen, könnte er auf hunderte von Metern durch die ölreiche Zone vordringen. Diese Technik wird auch angewendet, um geologisch voneinander getrennte Öl- und Gaslagerstätten zu verbinden.

Obwohl horizontale Bohrungen schwieriger und teurer sind als herkömmliche, sind ihre Wirtschaftlichkeits- und Umweltvorteile seit den frühen 90ern ein Segen für die Ölindustrie. Eine einzelne horizontale Bohrung kann genauso viel Öl fördern wie mehrere konventionelle Bohrungen zusammen. In den USA hat die Horizontal-Bohrtechnik viele ältere Ölfelder neu belebt, besonders im Golf von Mexiko, wo man sich schon am Ende der Produktionsphase wähnte. Ein Beispiel für ein neues Feld ist Alaskas North Slope, wo nur drei oberirdische Produktionsstandorte auf 11 Hektar benötigt werden, um Erdöl aus einem Feld zu fördern, das eine Ausdehnung von 47.000 Hektar hat.

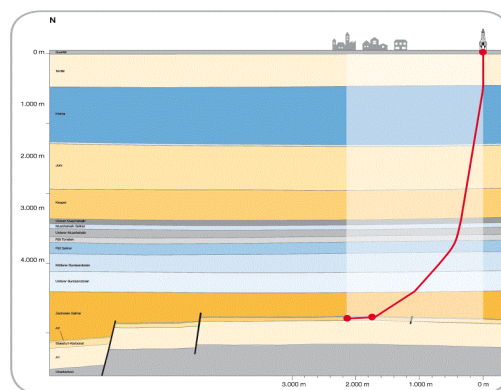


Abb. Schema einer Horizontalbohrung

Diese Technik wird in Deutschland seit mehreren Jahren erfolgreich insbesondere bei der Gasförderung in Niedersachsen eingesetzt. Die Horizontal-Bohrtechnik kann außerdem angewendet werden, um Bohrungen in umweltsensiblen Gegenden zu vermeiden, indem der Bohrplatz an der Oberfläche so gelegt wird, dass er manchmal kilometerweit vom unterirdischen Zielort entfernt liegt.

Horizontale Bohrtechnik mit größerer Reichweite spielt eine entscheidende Rolle in einem Projekt zur Entwicklung eines bedeutenden Öl- und Gasvorkommens an der nordöstlichen Küste der Insel Sachalin im Ochotskischen Meer im fernen Osten Russlands. Das Chayvo Feld vor Sachalin wird mit zahlreichen Horizontal-Bohrungen mit großer Reichweite erschlossen, die von einer an Land und einer vor der Küste gelegenen Bohranlage aus gebohrt werden. Ein Teil der Bohrungen wurde horizontal über mehr als 12 Kilometer Länge niedergebracht, wodurch sie zu den längsten der Welt gehören. Die Anwendung dieser Bohrtechnologie reduziert die Entwicklungskosten und minimiert die Einwirkung auf das Meer, da zusätzliche Bohrinseln vor der Küste eingespart werden können.

Literatur

1. Horizontalbohrung [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://exploration-production-services.de/de/h-horizontalbohrung.html> (дата обращения: 11.01.14).
2. High-Tech-Bohrung [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: http://esso.com/files/PA/Europe/Germany/advanced_drilling.pdf (дата обращения: 11.01.14).

FLUORIDE IN SNOW WATER FROM INDUSTRIAL DISTRICT OF KRASNOYARSK CITY S.A. Polikanova

Scientific advisors associate professor A.V. Talovskaya, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The enterprises of aluminum industry are considered to be the typical sources of environmental contamination by fluoride. Fluorine reacts with other elements. Excessive presence of fluoride in the environment leads to fluorosis (chronic intoxication by fluorine leading to serious disturbances in the human skeletal system), malfunction of the nervous activity and brain dysfunction. Fluorides attack the immune system, causing the so-called autoimmune diseases. Such weakening of the immune system can cause cancer, rheumatoid arthritis, multiple sclerosis, etc. The negative effect of fluoride is also observed in the thyroid gland which regulates the metabolism of the human body. It can also cause a variety of diseases.

According to the snow survey [1], we can conclude that the Krasnoyarsk Aluminum Plant is a major source of fluoride pollution in the city. The concentrations of fluoride increase more than ten times from west to east of the city [1].

In 2013 snow samples were collected at distances 1 to 3 km from the Krasnoyarsk Aluminum Plant. In 2014 samples were taken at a distance of 1 to 3 kilometers and further from the south-west to north-east from the Krasnoyarsk Aluminum Plant. Collection, preparation and analysis of samples were performed according to methodical recommendations taken from V.N. Vasilenko's and I.M. Nazarov's works and the long-term experience stored by the workers of Geoecology and Geochemistry Department (TPU). Totally, 8 snow water samples were examined by potentiometric analysis with a fluoride ion-selective electrode for determining fluoride.

Table

Results of potentiometric analysis snow water

Remoteness from Krasnoyarsk Aluminum Plant	Value, mg/dm ³
2013	
1 km on the north-east	13,13
2 km on the north-east	13,76
3 km on the north-east	15,38
2014	
1 km on the north-east	11,34
2 km on the north-east	8,99
3 km on the north-east	9,80
8 km on the north-east	3,45
13 km on the north-east	1,20

Thus, it is seen that the concentration of fluoride in snow water is increased over the whole territory in 2013. This is due to the fact that fluoride is a volatile element and can be transported over long distances. However, the concentration of fluoride in the snow water samples decreases with distance (from 8 km) in 2014.

References

1. Khlebopros R.G., Taseiko O.V., Ivanov Y.D., Mikhailuta S.V. Krasnoyarsk. Environmental Essays: monograph. – Krasnoyarsk Siberian Federal University, 2012. – 130 p.

**STUDY OF THE ROCK COMPOSITION OF PHOSPHORITE DEPOSIT IN KARATAUSSKOM
BASIN (REPUBLIC OF KAZAKHSTAN)**

A.V. Ponomareva

Scientific advisors associate professor N.F. Stolbova, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Karatausky phosphorite pool is located on the territory of the ridge Small Tau. There are two large rock complex – Proterozoic and Lower Paleozoic – in the geological structure of the basin. The productive chulaktauskaya formation (Lower Cambrian) lies at the base of the Lower Paleozoic. It consists of the following species: dolomite, silica, phosphate chert and phosphorite.

These two sets of rocks crumpled into folds northwest trending. They are complicated by rupture thrusting tectonics, shear and fault- character. Phosphorite deposits therefore represent outcrops of broken and moved in different directions northeastern wing folds, whereas a steep, south-west of their wings almost completely destroyed exploits and denudation.

Study of the material composition and structural and textural features of rocks chulaktauskoy suite were performed on 17 samples by the following methods:

- crystal- in transmitted light;
- X-ray fluorescence;
- methods of nuclear physics: by the method of delayed neutrons and fragment radiography.

The following types of rocks: gray dolomite, dolomite dark gray, brown dolomite, flint rock, phosphate, phosphate rock shale were highlighted by crystal- mineral composition and textural- structural features. [1,2]

The results of X-ray fluorescence analysis method were allowed to represent three samples of rocks by the most enriched uranium, as well as elements - Ca, Mn, Fe, Sr.

Calcium content varies very widely from 0.6 to 41 %, which means a higher content of carbonate rocks and minerals in the rocks of the deposit.

The amount of manganese in rocks is ranging from 0.022 to 5.61 %. Increased amounts of Mn in the dolomites show the conditions of formation of a reducing – gley environment. [3]

Iron content from 0.21 to 19.52 % is presented by all types of rocks along.

The content of strontium in an amount is ranging from 0.009 to 1.09 %, and it is defined only in two samples, however, it refers to the rock formation in the salt environment of the sedimentary basin.

Concentrations of uranium were indicated in three samples according to the results of analyzes by XRD. They were enriched by phosphate material. Quantity of phosphate material defined petrographically in thin sections ranges from 10 to 40 %. Amount of phosphate and uranium substances have direct correlation (Table).

Table

The results of the method of delayed neutrons

№ p / n	Nnumber of the sample	U	Al2O3	Sorgue
1.	dark gray dolomite (3)	1,760	0,550	0,565
2.	dolomite dark gray (4)	1,690	5,000	0,269
3.	brown dolomite (5)	0,590	0,520	0,170
4.	Silicon (6)	0,180	0,530	0,030
5.	dolomite dark gray (7)	1,230	5,400	0,091
6.	gray dolomite (8)	3,700	7,370	0,806
7.	light gray dolomite (9)	0,360	0,600	0,085
8.	dark gray dolomite (10)	2,140	5,130	0,414
9.	gray dolomite (11)	2,280	6,750	0,363
10.	phosphorite slate (12)	8,450	5,320	2,547
11.	gray dolomite (13)	0,340	0,440	0,088
12.	dark gray dolomite (14)	2,730	5,920	0,567
13.	dolomite with dark gray with veinlets (16)	1,720	5,880	0,225
14.	phosphorite drain (21)	23,820	1,400	8,013
15.	brown dolomite (22)	2,160	8,110	0,239
16.	dark gray dolomite (23)	0,810	1,440	0,187
17.	Chert - phosphate (24)	5,840	9,730	1,389

Thus, as a result of analyzes TOC concentration and Al2O3 were obtained. Al2O3 indicates the presence of clay minerals in various amounts. The highest values correspond to their dark rocks including phosphate.

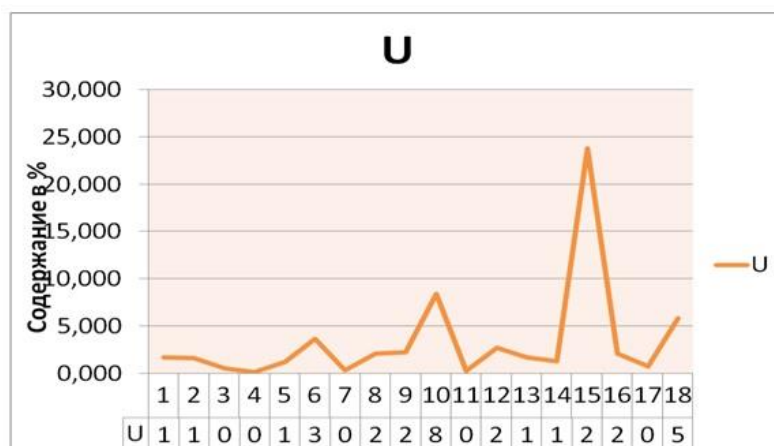


Fig. 1 Schedule a uranium content of the rocks Chulaktauskoy suite

According to the results obtained by the method of delayed neutrons, uranium was detected in all breeds. Its average density is 3.52 g / t. The maximum concentrations are phosphate rocks. From this we can conclude that the conditions for the formation of phosphorite were sharply recovery, as well as the fact that the maximum accumulation of uranium is connected with them.

Results of the fragment radiography method. As a result of radiographic studies tracks of uranium fission fragments were discovered according to exposure to rock neutrons at the research nuclear reactor. Analysis of the distribution of tracks in the rocks showed that:

- most of the tracks (from uranium fission fragments) are in phosphates;
- tracks of uranium fission fragments form clots that occur in grain phosphate saturated dark brown organic matter;
- in many deposits of phosphorite uranium forms the direct correlations with P2O5.

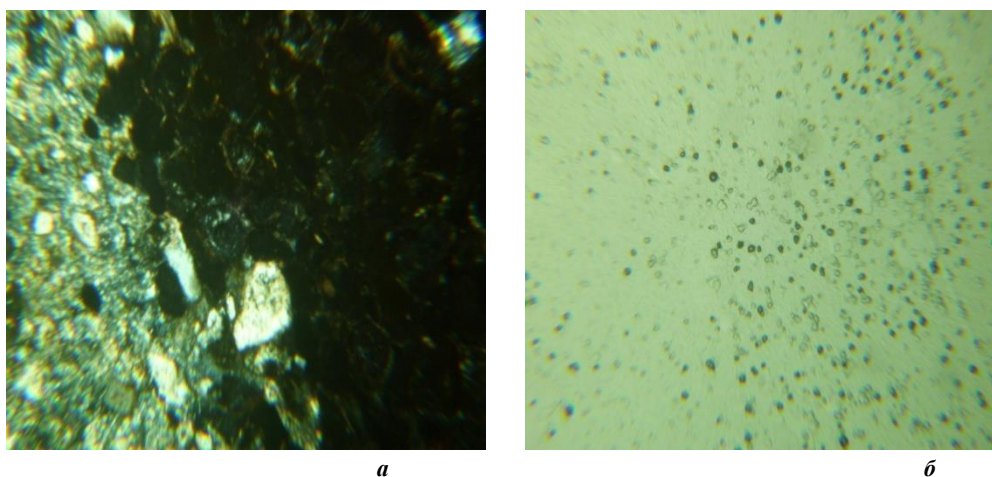


Fig. 2. Phosphorite slate. a - grinding without lavsan analyzer detector; b - Dacron detector thin section. 40x increase

Conclusion. According to the results, we can conclude that phosphates have elevated concentrations of uranium. They correlate with the phosphate substance and sorghum. Diagenesis facies conditions were drastically reducing phosphate, that corresponds to the conditions of formation of uranium-bearing rocks of Domanik type. Also heavy metals (Au, Ag, Pt ... W, Mo, Ni, Co, etc.) as well as hydrocarbons have been identified in these rocks. Research results will help to pay attention of geologists conducting geological exploration in the region to the possibility of finding of relevant minerals at this territory. [4]

References

1. Logvinenko N.V. Sedimentary petrography – M.: Higher school, 1984. -416 p.
2. Alekseyev V.P. Lithology. – Ekaterinburg, 2001. – 249 p.

3. Perelman A.I. Geochemistry. – M.: Higher school, 1988. -527 p.
4. Neruchev S.G., Rogozina E.S., Beketov V.M. Oil and gas formation in the deposit of domanik type – L.: Nedra, 1986. – 247 p.

DIE VERGLEICHENDE ANALYSE DER METHODEN DER EINGENSCHÄTZUNG DES PERSONALS

E.S. Pudova

Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin O.V. Poshcarnizkaya, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Das Hauptziel der Personalbeurteilung ist es, den richtigen Mitarbeiter für den jeweiligen Arbeitsplatz zu finden, um eine optimale Leistungserstellung zu gewährleisten. Ebenso erhält die Unternehmensführung durch die Beurteilung der Mitarbeiter einen Überblick über das Potential seiner Humanressourcen.

Die Ergebnisse einer Personalbeurteilung werden sowohl für die Personalplanung als auch für die Personalentwicklung verwendet. Eine weitere wesentliche Funktion kommt der Personalbeurteilung als Instrument der Mitarbeiterführung und –förderung zu. Bei der Unterstützung der Personalführung geht es bei der Beurteilung vor allem um Vergleiche bisher erbrachter Leistungen und die Festlegung neuer Ziele, wodurch die Motivation der Mitarbeiter erhöht werden soll. Eine zunehmend wichtige Bedeutung erlangt die Förderung von Mitarbeitern, wobei durch die Beobachtung ihres Arbeitsverhaltens ihre Stärken und Schwächen sowie ihre Potentiale erkannt werden und geeignete Maßnahmen getroffen werden können.

Die Mitarbeiterbeurteilung verfolgt also verschiedene Ziele, sie dient aber dem wirksamen Funktionieren des Unternehmens und der Erhöhung seiner Produktivität.

Für die Personalbeurteilung wird eine Menge der Methoden verwendet, die in drei Gruppen unterteilt ist. Die Methoden der ersten Gruppe nennt man qualitative oder umschreibende. Die zweite Gruppe umfasst kombinierende Methoden. Sie stellen eine Gesamtheit der umschreibenden Methoden zusammen mit der Möglichkeit des quantitativen Ausdrucks dar. Die dritte Gruppe der Methoden nennt man quantitative. Sie geben die objektive Bewertung der Eigenschaften des Arbeiters über, die in den Zahlenkennziffern geäußert ist.

Die Methoden der ersten Gruppe haben einen subjektiven Charakter. Das sind:

- die biographische Methode (Bewertung der Arbeiter nach der Biografie);
- die Methode der kritischen Ereignisse (die Beschreibung der Erfolge und der Misserfolge mit der Aneignung einer bestimmten Bewertung);
- die Methode des Etalons (der Vergleich aller Arbeiter mit dem besten, der als Etalon gewählt war);
- die Matrizenmethode (Vergleich der Arbeitereigenschaften mit bestimmten Eigenschaften, die für die Stelle notwendig sind).

Zu zweiter Gruppe gehören folgende Methoden:

- die Methode der summarische Bewertung (die Punktbewertung der Eigenschaften des Mitarbeiters nach der Häufigkeit);
- die Testung (werden die Lösungen der vorbereiteten Produktionsaufgaben bewertet);
- das System der aufgegebenen Gruppierung (die Auswahl bestimmter Bewertungsfaktoren und die Teilung der Arbeiter in vier Gruppen).

Die dritte Gruppe besteht aus:

- der Methode der Paarvergleiche der Mitarbeiter (der Paarvergleich der Mitarbeiter nach bestimmten Faktoren);
- die Methode der Rangordnung (die Einordnung der Mitarbeiter von den besten zu den schlechtesten);
- die Methode der aufgegebenen Punkteinschätzung (die Einordnung der Ballen für die Erfolge der Mitarbeiter);
- die Methode der freien Punktbewertung (die Einordnung bestimmter Ballen zwischen den Mitarbeitern);
- das System des graphischen Profils (das Niveau der Eigenschaften des Mitarbeiters in den Ballen in Form des Zeitplans);
- die Koeffizienteinschätzung (das System der Koeffizienten für die Messung der Qualitäten des Mitarbeiters).

Die wichtigste Bedingung bei der Auswahl der konkreten Bewertungsmethode ist seine Zuverlässigkeit. Von der Zuverlässigkeit der Bewertungsmethode wird das Ergebnis der Forschung, das heißt das Niveau der professionellen Qualitäten des Mitarbeiters abhängen. Das verbreitete Mittel der Bestimmung der Zuverlässigkeit der Methode ist die Korrelation, die in den ausländischen Methodiken sehr verbreitet ist. Die Korrelation ist aber ein ziemlich subjektives Mittel, deshalb ist es notwendig bestimmte Kriterien festzustellen, die die Fassbarkeit, die Berücksichtigung aller Faktoren, die Objektivität der Ergebnisse und die quantitative Vorstellung der Ergebnisse ermöglichen können. Diese Kriterien der Methoden von Personalbewertung sind in der Tabelle dargestellt.

Tabelle

Die Kriterien, die die Vorteile der verbreiteten Methoden von Personalbewertung charakterisieren

	Erreichbarkeit	Der niedrige Arbeitsaufwand	Die deutliche Vorstellung der Bewertungskriterien und -faktoren	Die Möglichkeit des Erhaltens der Kriterien und der Faktoren der Bewertung	Das Vorhandensein der qualitativen Kennziffern der Bewertung	Die Objektivität der Bewertungsergebnisse	Die Möglichkeit alle Bewertungsaufgaben im Komplex zu lösen	Die Möglichkeit der Bewertungsergebnisse vorzustellen	Die Möglichkeit den Bewertungsprozess zu automatisieren	Die Übereinstimmung mit den Prinzipien der geschäftlichen Methoden	Die Stufe der Methodenzuverlässigkeit
Die biographische Methode	+	+									0,2
Die Methode der kritischen Ereignisse	+	+									0,2
Die Methode des Etalons	+	+	+								0,3
Die Matrizenmethode	+		+						+	+	0,4
Die Methode der zusammengefassten Bewertung	+		+	+	+		+	+		+	0,7
Testung	+		+	+	+	+	+	+			0,7
Die Methode der aufgegebenen Gruppierungen	+		+	+	+		+	+		+	0,7
Die Methode der Paarvergleiche				+	+	+		+		+	0,5
Die Methode der aufgegebenen Punktbewertung	+	+	+		+	+	+	+		+	0,8
Die Methode der freien Punktbewertung			+	+	+		+	+		+	0,6
Das System des graphischen Profils	+		+	+	+		+		+	+	0,7
Die Methode der Koeffizienteinschätzung	+		+	+	+	+	+	+	+	+	0,9

Alle Methoden waren in den Koeffizienten bewertet. Für die Bestimmung ihrer Zuverlässigkeitsstufe war die Zahl der Vorteile jeder Methode zu ihrer maximalen Zahl bewertet. Aus der Tabelle ist es klar, dass sich die Zuverlässigkeitsstufen der gewählten Methoden in den Grenzen 0,2 – 0,9 befinden. Die vorliegenden Zuverlässigkeitsstufen werden von einheimischen und ausländischen Praxis Methoden bestätigt.

Laut der Tabellen ist es sichtbar, dass die Methode der Koeffizienteinschätzung über die meisten Vorteile verfügt. Der Nachteil dieser Methode ist sein hoher Arbeitsaufwand. Mit diesem Nachteil kann man mit Hilfe der Bewertungsprozessautomatisierung und der anschaulichen Vorstellung der Ergebnisse kämpfen. Die niedrigste Zuverlässigkeitsstufe haben die Methoden der ersten Gruppe. Es bestätigt die Subjektivität der gegebenen Methoden, aber in einigen Situationen ist ihr Vorhandensein sehr wichtig.

Heute streben die Unternehmen nach der Erhöhung der Effektivität und vereinigen deshalb viele Methoden der Personalbeurteilung. Es ist wichtig nicht zu vergessen, dass jede Methode ihre Vorteile, als auch Nachteile hat. Deshalb bei Methodenvereinigung, um die besten Ergebnisse und die meiste positive Wirkung der Beurteilung zu bekommen, muss man bei der Beurteilung ein festes Ziel haben, sich mit den Hauptkriterien, den Bedingungen und den Aufgaben entscheiden.

Literatur

1. Арсеньев Ю.А. Управление персоналом. Модели управления. Учебное пособие/ Ю.Н. Арсеньев. – Москва: Юнити-Дана, 2009. – 193 с.
2. Деслер Г. Управление персоналом/ Г. Деслер – Москва: БИНОМ, 2010. – 431 с.

3. Дмитриенко Г.А., Шарапатова Е.А., Максименко Т.М. Мотивация и оценка персонала. Учебное пособие – МАУП, 2012. – 248 с.
4. Müller, K. Methoden und Qualität in Gründungslehre, Gründungscoaching und Gründungsberatung - Interventionen und Innovationen/ C. Diensberg – Köln: BIEM, 2011. – 364 S.

AN INDEX OF CRYSTALLINITY IDENTIFICATION OF QUARZITES BY X-RAY DIFFRACTION

O.S. Razva

Scientific advisors professor M.V. Korovkin, senior teacher A.V. Baranova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Due to such characteristics as abundance, high-purity and cheapness, quartz rocks, such as quartzites and quartz sand, are becoming more and more perspective sources in different industrial areas. An excellent example is Antonovsk quartzite deposit clusters in Western Siberia, Russia [1,2]. The quartzite origin pertains to sedimentary-metamorphic deposits and is the product of lithification under conditions of the early metagenesis of quartz-hydromica-sericite facies [3]. As a result of the metamorphism of biogenic siliceous thickness, amorphous silica is crystallized forming crystalline α -quartz phase.

It is assumed that the estimated degree of silica thickness and the identification of the purest quartzite varieties could be determined by the K_i crystallinity index in X-ray diffraction patterns which was first proposed by Murata & Norman [4].

Quartzite samplings from different ore bodies of open-pit "Sopka-248" are transformed into finely-crushed samples and further compressed into a "tablet". Measurements were carried out on the diffractometer X»Pert PRO. X-ray diffraction patterns indicated increments of 0.02 in the range of 5-70 degrees; 2θ at rotation 30 rpm and exposure of 0.1 sec. The peak intensity of $2\theta = 67,74^\circ$ at multiplet peak within $67^\circ \dots 69^\circ$ (Fig.) was used to calculate the "crystallinity index".

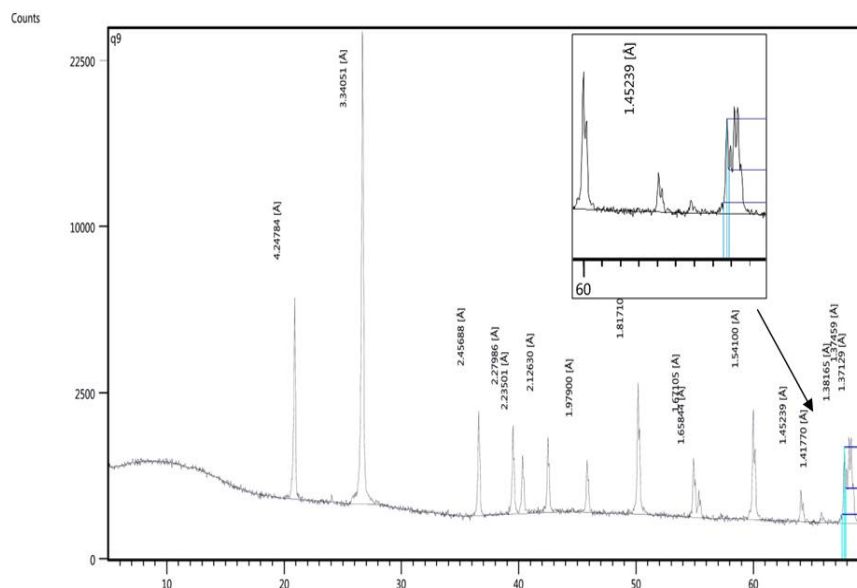


Fig. Multiplet peak within $67^\circ \dots 69^\circ$ on the X-ray diffraction pattern to calculate crystallinity quartzite index according to Murata & Norman method

The peak intensity values of $2\theta = 67,74^\circ$ are used in the following formula $10 K_{ci} = F a / b$, proposed Murata & Norman. Calculated values for crystallinity index different quartzite types presented in Table.

Table

Estimated value of quartzite crystallinity index in deposit "Sopka-248"

Quartzite sample	Crystallinity index K_{ci}
White quartzite	1,9
Grey quartzite with iron oxide spots	3,5
Grayish quartzite with clay matter spots	4,0
Black quartzite	4,0
Grey quartzite with Mn spots	4,4
Jasperoid brownish- red quartzite with black veins	0

Microcrystalline quartzite deposit "Sopka-248", a relatively highly- pure deposit, is characterized by the calculated crystallinity index values within 1.90 ... 2.28. Quartzites change their chemical composition and color, while their crystallinity index increases up to 3.16 ... 4.40 relative to depth increase and from the central zones to the periphery of the ore bodies. It is assumed that quartzite crystallinity degree increase is associated with superimposed metamorphic processes, resulting in the formation of crystalline -quartz phase. In local areas, especially in increased crushed zones, initial chemically pure quartzites under the impact of supergene processes degrade, while their crystallinity degree increase up to 5.6 in some areas.

These values reflect some relative crystallinity index values representing the degree of quartzite conversion. The crystallinity index estimates in accordance to Murata & Norman method [4] applying the multiplet peak of $2\theta = 67,74^\circ$ verify the results obtained by IR spectroscopy [5].

It should be noted that the calculated values of quartzite crystallinity index according to proposed method are quite relative and can be used in the comparative analysis within one ore deposit. The bond between quartz micro-grain sizes and crystallinity index has not been established yet. This estimation could be a genetic feature and used further in metallurgical sampling in view of the fact that most samples indicated the lowest crystallinity index values.

References

1. Ananiev Y.S., Ananieva L.G., Dolgov I.V., Korobeinikov A.F., Korovkin M.V. Prospecting, estimation and enrichment of quartzite sources for high technology// TPU Izvestja, 2001. - V.304. - N. 1. - pp. 123 - 130.
2. Ananieva L.G., Korovkin M.V. Mineralogist-geochemical study of quartzite from Antonovsk deposit clusters // TPU Izvestja, 2003. - V.306. - N. 3. - pp. 50 - 55.
3. Korovkin, M.V., Ananieva L.G. Estimation of quartzite metamorphism degree in Antonovsk deposit clusters to the mineralogical data // Mineralogy, geochemistry and mineral resources of Asia. Tomsk: Tomsk CSTI - branch FGBU "CEA" Russian Ministry of Energy, 2012. - Issue 2. - pp. 139 - 144.
4. Murata K.J., Norman II M.B. An index of crystallinity for quartz // American Journal of Science. - 1976. - V. 276. - pp. 1120 - 1130.
5. Korovkin M.V., Ananieva. L.G., Antsiferova A.A. Assessment of quartzite crystallinity index by FT-IR. In: Broekmans MATM (editor): Proceedings of the 10th International Congress for Applied Mineralogy (ICAM), Trondheim, Norway. - 2011. - pp. 403 - 410.

ABILITY OF PEAT SORBENT TO REMOVE OIL SPILLS FROM THE WATER SURFACE

D.S. Rozhkova, I.A. Khadkevich, O.L. Bulgakova

Scientific advisors associate professor N.V. Chukhareva, associate professor T.V. Korotchenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The increase of global energy demand has stimulated the construction of new pipeline systems, and the Russian Federation is no exception to this. That's why the issues of pipeline reliable operation have become a matter of a great concern. It is a well-known fact that pipeline reliability is determined not only by the quality of the pipeline material, but also by a trouble-free operation and thorough oil-spill prevention. The environmental impacts of pipeline operation depend both on pipe installation methods and such an important factor as timely and effective responses to environmental emergencies, including leak detection and oil spill elimination.

Tomsk region has significant peat fields. Due to its incomparable properties, peat is frequently used in manufacturing an affective sorbent to clean up hydrocarbon spills spread over a water surface. Development of peat-based sorbents for the removal of oil and petroleum products from water surface could become effective technology in saving marine environment and ecosystem. Therefore, the research aimed at studying peat sorbent properties within different deposits is of great importance.

Thus, the purpose of our research is to deploy an effective pollution prevention strategy that leads to successful oil leak prevention and efficient oil spill cleaning up at sea, even at low temperatures.

In order to achieve this purpose, it is necessary to figure out the following objectives:

- to conduct oil spill risk analysis and provide corresponding oil spill responses;
- to propose the ways of collaboration between oil and peat industries;
- to carry out an experimental investigation of peat sorbent.

Many ecologists state that oil production inevitably lead to ecological disaster. To reduce the risk of possible oil spills, it is necessary to develop a set of actions on the prevention and elimination of oil spills.

However, it is rather difficult to estimate actual volume and extent of oil spill and its further consequences, because it is necessary to consider a number of such environmental conditions as tidal stream and direction of near-water wind, sea temperature, salinity and etc. which directly influence the velocity of oil spill propagation.

Spill response procedures in ice and open water are fundamentally different. Oil spill prevention and response capabilities in ice-covered waters pose additional problems to be solved. It's obvious that such conditions significantly complicate spill response, at the same time, it seems reasonable to admit that oil spill will occupy much smaller area in ice-infested water.

Anyway, under ice condition, it's necessary to use special equipment such as arctic skimmers and special materials, which efficiently absorb oil even at low temperature. In accordance with recent scientific research, spill propagation area as well as the mixture of light hydrocarbons in air will move to the shoreline in the case of disaster. Thus, oil spill technologies should be used not only in the open sea and in coastal water, but in offshore line as well.

Nowadays, all oil spill clean-up methods can be divided into physical, biological, mechanical and chemical. However, mechanical method (skimmers) is proved to be effective only when used within first several hours of the initial spill, i.e. oil spill thickness is more than 2 mm. However, it should be noted that oil film which remains after using skimmers can produce more harmful effects on flora and fauna, because it prevents air-water gas exchange. Thus, to remove final traces of oil, sorption materials should be used as a final stage.

Today, sorption material market is overflowed with international syntactic sorbents. However, it's quite difficult to predict the behavior of such sorbents in water at low temperatures. That's why, the present research is focused on the analysis of natural sorption material application, i.e. sorbent produced from peat extracted in Tomsk region. This material is not only eco-friendly and rather available, but it effectively sorbs various types of pollutants at wide range of temperatures.

Tomsk region takes the second place among other Russian peat deposits. Most oil companies use Spillsorb as a sorbent. This sorbent is more expensive than that proposed in this research, while oil sorbing capacity is approximately the same. The main advantage of peat sorbent is that it is manufactured in Russia, in contrast to the Canadian Spillsorb (Table 1).

Table 1

Sorbent	Base of sorbent	Oil sorbing capacity, g/g	Coast, rub/kg
SpillSorb	Peat moss	4-8	169
TomskSorbent	Upper-layer peat	3-8	100

In order to estimate oil sorbing capacity, a number of the experiments were carried out in specialized laboratory (Table 2).

The graph below illustrates that the upper-layer peat with less degree of decomposition is characterized by higher oil sorbing capacity (Fig. 1).

Table 2

Field	Peat type	R, %	Technical analysis		
			W ^A	A ^D	V ^{DAF}
Temnoye	Upper-layer fuscum peat (UF-5)	5	7,9	2,1	76,0
Semiozerye	Upper-layer sphagnum peat (US-25)	25	8,2	2,9	73,5

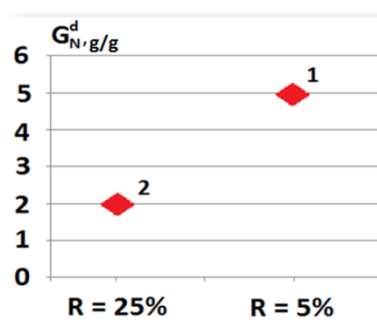


Fig. 1 Dependence of Decomposition Degree on Oil Peat Capacity: 1 – UF-5, 2 – US-25

To estimate the efficiency of peat as a sorbent in cleaning up hydrocarbon spills spread over a water surface, fluorimetric and microbiological analysis were conducted (Fig. 2). The experiments were being carried out during 2 and 4 months. The graph below shows that the longer the experiment the lower oil content in water is. It means that the sorbent is constantly working.

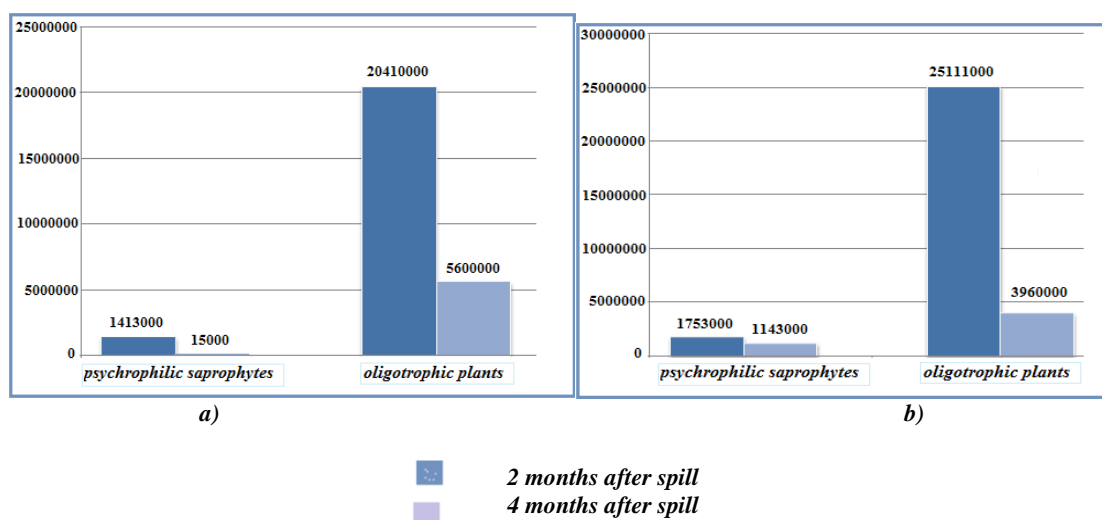


Fig. 2 Microbiological Analysis of Peat with Sorbed Oil: a – UF-5, b – US-25

According to the results of fluorimetric analysis, oil destructive bacteria appeared in the samples two months after the initial spill and, furthermore, their number was increasing during the next two months. It should be noted that no microorganisms were added into mixture of peat and oil before the experiments. Besides, low temperature is known to be a stress factor for bacterium, which stimulates its reproduction activity.

Therefore, the most obvious findings to emerge from this study are as follows:

- the circumstances and conditions of accidental oil spill should be thoroughly considered before cleaning up procedures;
- peat sorption materials is proved to be an effective method for cleaning up the water surface and shoreline.

References

1. Lishtvan I.I., Korol N.T. Basic properties of peat and methods of their determination. Minsk: Science and technology, 1975. - 320 p.
2. Lych A. M. Peat hydrophilicity. – Minsk: Science and technology, 1991. – 256 p.
3. Gamayunov N. I., Gamayunov S. N. Sorbtion in hydrophilic materials. – Tver: TSTU, 1997. – 160 p.
4. Larionov N. S., Bogolitsyn K. G., Bogdanov M. V. and others. Features of sorbtion properties of moss peat to d- and p-metals // Chemistry of plant raw materials. – 2008. – № 4. – pp. 147 – 152.

DIE DIAGNOSTIK DER SPANNUNGSKORROSION AN DEN ERDGASFERNLEITUNGEN IM LAUFE DES DAUERBETRIEBS

W.S. Sabulow

Wissenschaftliche Betreuer Professor W.I. Khishnjakov, Dozentin L.S. Ratner
Nationale Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Das Problem der Spannungsrißkorrosion des Rohrmaterials an den Erdgasfernleitungen ist seit 80er Jahren des vorigen Jahrhunderts aktuell. In dieser Periode wurde die Einwirkung verschiedener Faktoren auf die Entwicklung der Spannungskorrosion untersucht und die folgenden Gruppen von Schlüsselfaktoren ausgewählt, die für ihre Entstehung verantwortlich sind.[3]: die Parameter des Spannungsdehnungsverhaltens der Rohrmaterialien, die Spezifität des Korrosionsmediums und metallurgische Faktoren, die die Empfindlichkeit der Rohrmaterialien zur Rissbildung bestimmen. Die Spezifität des Korrosionsmediums hängt von mehreren Kriterien ab, aber den größten Einfluss auf die Unfallhäufigkeit an der Gasleitung wegen der Spannungskorrosion üben die Bodenart, der Grundwasserspiegel, die Werte der Schutzpotentiale, pH-Werte und die Mineralisation des Bodens laut der Analyse, die in [1] angeführt ist. Von den angegebenen Parametern ist der Wert des Schutzpotentials regelbar, der im Bereich von GOST-R 51164-98 reglementierten Werte aufrechterhalten wird. Aber die Havarieerstörungen entstehen in den Abschnitten mit dem Potential der Pipeline, die im normativen Wertebereich [2] liegen, was sich durch den Unterschied der Mechanismen der «klassischen» Korrosion und der Spannungskorrosion erklären lässt.

In [2] wird gezeigt, dass die Anzahl der Fehler der Spannungskorrosion von der Entfernung bis zum Drainagepunkt der Kathodenschutzanlage abhängt: in der Nähe des Drainagepunktes ist die Wahrscheinlichkeit der Entwicklung von Korrosionsdefekten hoch, weiter reduziert sie mit zunehmender Entfernung von der Kathodenschutzanlage (siehe Abbildung). Das zeugt von der direkten Einwirkung der Parameter des elektrochemischen Schutzes (ECHS) auf die Entstehung der Spannungskorrosion.

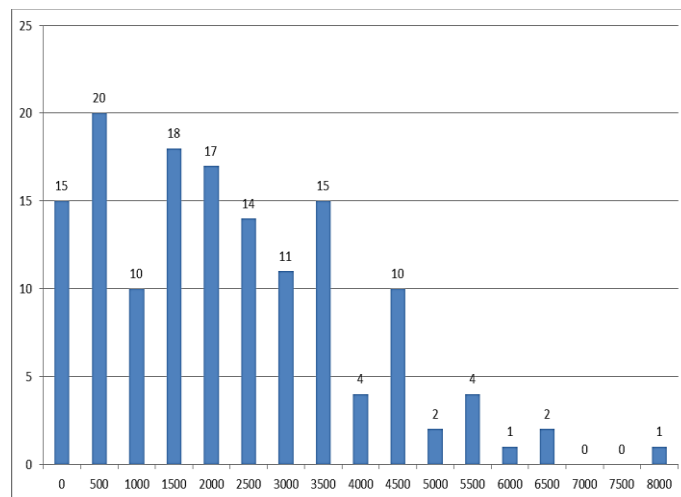


Abb. Verteilung der Defekte je nach der Entfernung bis zur nächsten Kathodenschutzanlage

Der Kathodenschutzstrom ist der Grund der Rißbildung in der Rohrwand, die ihrerseits zum Reißen der Mikroporen führt, die sich im Rohrmetall beim Dauerbetrieb bildeten, und zu ihrem Austritt auf die äußere kathodengeschützte Oberfläche in der Form eines Wasserstoffeinschnittes [7].

Ein Beweis dafür ist, dass der Wasserstoffgehalt im Entstehungsort der Stresskorrosionszerstörungen 8...13 cm³/100 G beträgt und bei dem ursprünglichen («genealogischem») Wasserstoffgehalt außerhalb der Herdzone 1,2...2,0 cm³/100 G [6]. Also sind für die Kontrolle der Bildung von stresskorrosiven Risse die Parameter des elektrochemischen Schutzes so zu regeln, damit die Intensität der Wasserstofffreisetzung auf die kathodengeschützte Oberfläche der Rohrleitungen minimiert wird.

Die in der Arbeit [5] durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass sich der Wasserstoff an den Rohrstahlmestern 177C bei verschiedenen Werten des polarisierten Potentials freizusetzen beginnt, aber praktisch fast bei einer und derselben Größe der Kathodenpolarisation $\Delta\phi$ - der Differenz zwischen dem Wert des polarisierten Potentials und dem Korrosionspotential, der 210...280 mV (Tabelle 1) gleich ist. Eine weitere Vergrößerung der Kathodenpolarisation wird von intensiver Freisetzung des Wasserstoffs begleitet.

Es ist experimentell nachgewiesen worden, dass einer und derselben Größe der Kathodenpolarisation der bestimmte Wert der dimensionslosen Kriteriums $K_{K.S.}$ entspricht, der dem Verhältnis der Stromdichte des Kathodenschutzes $j_{K.S.}$ gegenüber der Stromdichte des Grenzstroms nach dem Sauerstoff $j_{gr.}$ gleich ist. Zwischen der Größe der Kathodenpolarisation und dem obengenannten Kriterium gibt es die gerade proportionale Abhängigkeit (wo R - die universelle Gaskonstante, T - die Temperatur in der Umgebung der Rohrleitung, F - die Faraday-Konstante ist), die gerecht für alle untersuchten Grundtypen (Torf, Ton, Sand und 5% Lösung von NaCl) ist [4].

Tabelle 1

Einfluß der Bodenfeuchtigkeit auf die Größe der Kathodenpolarisation und des Kriteriums $K_{K.S.}$ bei denen die Freisetzung von Wasserstoff beginnt, am Muster des Rohrstahls 17GS

Bodenart	Feuchtigkeit F, %	Größe der Kathodenpolarisation Anfang der Wasserstofffreisetzung, $\Delta\phi, B$	$j_{K.S.}/j_{gr.}$
Torf	170	0,23	3,9
	150	0,22	3,7
	110	0,25	4,2
	90	0,21	3,5
Sand	28	0,22	3,7
	24	0,24	4,1
	16	0,27	4,6
Ton	18	0,25	4,2
	14	0,25	4,2
	12	0,28	4,7

Es besteht also auch die direkte Abhängigkeit zwischen dem Verhältnis der Stromdichte des kathodischen Schutzes $j_{K.S.}$, der Dichte der extremen Spannung auf Sauerstoff $j_{gr.}$ und der Intensität von Wasserstofffreisetzung. Indem man die obengenannte Abhängigkeit der Größe der kathodischen Polarisation vom Kriterium $K_{K.S.}$ und die in [5]

angeführten Abgaben benutzt, bestimmt man den Wert des Kriteriums K_{ks} für Böden mit unterschiedlicher Feuchtigkeit, bei der auf den Rohrstaalmustern sich der Wasserstoff freizusetzen beginnt (T sei 250 C gleich). Die Ergebnisse sind in der Tabelle angeführt.

Die ermittelten Ergebnisse zeigen, dass die Freisetzung von Wasserstoff beginnt, wenn das Verhältnis der J_{ks}/J_{gr} gleich 3,7...4,7 je nach der Art und der Feuchtigkeit des Bodens ist. Eine deutliche Freisetzung von Wasserstoff beginnt, wenn dieses Verhältnis 5...7 erreicht [7]. Dabei wird die «klassische» Korrosion zuverlässig durch Kathodenschutz unterdrückt, wenn $j_{ks}/j_{gr} = 3...5$ ist. Ausgehend davon ist es notwendig für die Kontrolle der Bildung der Spannungsrissskorrosion des Rohrstaals, die Bedeutung des Kriteriums K_{ks} im Bereich der Werte 3...4 zu unterstützen. Für die Messung der j_{ks} und j_{gr} wurde der Hardware-Software-Komplex «Magistrale» entwickelt, der unter Straßenverhältnissen die Geschwindigkeit der restlichen Korrosion und den Grad der Rissbildung an der Rohrwand bei verschiedenen Potentialen des Kathodenschutzes der unterirdischen Stahlrohrleitungen quantitativ bestimmen lässt. [4].

Literatur

1. Alexandrow Y.W. Die Ermittlung der Faktoren, die zur Zerstörung von Ferngasleitungen auf Grund der Spannungsrissskorrosion beitragen // Praxis des Korrosionsschutzes. – 2011. – № 1. – S. 43 – 48.
2. Alexandrow Y.W., Juschanow W.N., Aginej R. W. Ermittlung der Faktoren, die zur Zerstörung von Ferngasleitungen auf Grund der Spannungsrissskorrosion beitragen / Praxis Korrosionsschutz. – 2011. – № 3. – S. 15 – 20.
3. Khishnjakov W.I. Risskorrosion von Rohrleitungen unter Spannung beim Transport von Öl und Gas. – M: KARTEK, 2013. – S.76.
4. Khishnjakov W.I. Überschutz – Faktor für die Bildung und das Wachstum von stress-korrosiven Risse auf kathodengeschützter Oberfläche der Hochdruckrohrleitungen / Praxis des Korrosionsschutzes. – 2009. – № 4. – S. 40 – 43.
5. Khishnjakov W.I und andere. Korrosionsrisssbildung in der intensiv-deformierten Rohrleitungen beim Transport von Öl und Gas // Nachricht der TPU. – 2011. – B. 319. – № 3. – S. 84 – 89.
6. Khishnjakov W.I und andere. Über die Notwendigkeit der Entwicklung des normativen Dokuments, das den Wasserstofffreisetzungprozess bei der Auswahl der Potentiale des Kathodenschutzes der unterirdischen Stahlrohrleitungen reglementiert / Praxis des Korrosionsschutzes. – 2012. – S. 51 – 55.
7. Khishnjakov W.I., Shilin A.W. Definition der Inkubationszeit der Defektbildung der Spannungsrissskorrosion auf der kathodengeschützten Oberfläche der unterirdischen Stahlrohrleitungen / Praxis des Korrosionsschutzes. – 2009. – № 4. – S. 44 – 48.

INCREASING THE EFFICIENCY OF TRADE GASOLINE BLENDING PROCESS USING COMPUTER MODELING SYSTEM

B.V. Sakhnevitch

Scientific advisors assistant M.V. Kirgina, senior teacher A.A. Syskina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Under modern competitive economy conditions, every refinery set the provision of domestic and foreign market with high-quality gasoline as main goal and, in the same time, reducing costs for its production. So the great attention is paid to the blending process, production of high-quality gasolines by mixing of straight-run oil fractions with secondary refining processes components and special additives. During this process, the qualitative and quantitative characteristics of gasoline are determined.

The blending process is extremely difficult for optimization due to factors [1]:

- the large number of components;
- deviations from additivity of physical and chemical properties of components in the mixture;
- difficulties connected with mathematical models developing which could adequately describe the process in a wide range of components properties variations.
- permanent changes in the component composition of feedstock.

The department of Chemical Technology of Fuel and Chemical cybernetics of National Research Tomsk Polytechnic University proposed a model for blending process calculating. This model describes blending from the position of non-additive nature of feedstock physic-chemical properties, caused by mutual influences of hydrocarbons and special anti-knock additives atoms and molecules. On the basis of this theory the computer modeling system «Compounding» for calculation of gasoline blending process was developed. Its main purpose is to calculate octane numbers of trade gasolines produced with the blending method [2].

The input data for the calculations in this modeling system is the chromatography data of streams involved in the blending process. Due to lack of unified standardized methodology of results presentation experimental chromatography data from refineries is significantly different. This problem was solved by implementation the module of automatic chromatography data systematization into the «Compounding» system. The base of systematizing is the set of 110 hydrocarbons shown in Table 1.

On the basis of the created set, a computer module of automatic chromatography data systematization is realized. The main program unit is developed in Borland «Delphi 7» workspace, which provides an opportunity to develop a user-friendly interface in a short-time period, without losing its functionality.

The results of calculation are saved into the «.sfc» extension files. These files are the input data for computer modeling system «Compounding», where octane numbers of separate streams or their mixtures with the additives are calculated.

Table 1

The content of automatic chromatography data systematization module

Group name	Number of components
Normal paraffins	10
Isoparaffins	39
Napthenes	32
Aromatics	15
Olefins	14
TOTAL	110

As the adequateness test for developed set of components, octane numbers of streams with the known detonation characteristics were calculated applying created set of components. Results are given in Table 2.

Table 2

Comparison of calculated octane numbers with the experimental data

Stream	RON _{calc}	RON _{exp}	Δ
Alkylate	93.3	93.3	0.03
Reformate №1	94	94.5	0.53
Reformate №2	95.4	96	0.6
Catalytic cracking gasoline	85	86	1
Gas fractionation unit gasoline	83.2	82.8	0.38
KAS unit gasoline	88.2	87.3	0.88

$$\Delta = |\text{RON}_{\text{exp}} - \text{RON}_{\text{calc}}|$$

Analysis of results, given in the table 2 reveals that the proposed method allows octane numbers calculating with an absolute error of no more than 1 point. This is comparable with the error of experimental methods for this parameter determination. So, this set of components created for module of automatic chromatography data systematization could be applied for calculation of real gasoline streams octane number.

Using the modeling system, in conjunction with the developed module of automatic chromatography data systematization, blending recipes for gasolines Premium-95 and Super-98, corresponding to modern Euro-3, Euro-4 and Euro-5 requirements for gasoline quality, were created (Table 3).

Table 3

The recipes of gasolines brands Premium-95 and Super-98

Streams	Stream content, % wt.			
	Premium-95			Super-98
	Euro-3	Euro-4	Euro-5	Euro-5
Products of moving bed catalytic reforming process	28	28	27	29
Alkylate	20	19	16	25
Natural gas gasoline	5	4	5	–
Catalytic cracking gasoline №1	–	25	–	–
Catalytic cracking gasoline №2	25	–	28	25
Isomerizate	22	20	20	15
MTBE	–	4	4	6
Gasoline characteristics				
RON	95.9	95.2	95.9	98.2
Benzene content, % wt.	1	0.96	0.99	1.01
Aromatics content, % wt.	29.22	29.07	29.16	29.84
Olefins content, % wt.	6.01	5.04	6.6	4.95

The main criteria for blending recipes were requirements for gasoline quality, components costs and their presence on the refinery. Under modern conditions, the most expensive components are products of alkylation and isomerization units; otherwise they do not contain aromatics and olefins. It makes them the best feedstock for the blending process.

Analyzing the recipe of gasoline brand Premium-95, corresponding to modern Euro-5 requirements for gasoline quality, it was found that it does not seem possible to produce this brand of gasoline without application of MTBE, and its minimum content is 6 % wt.

It could be concluded that the module of automatic chromatography data systematization in conjunction with the program «Compounding» allows precise counting of streams hydrocarbon composition and detonation characteristics of gasoline. Also it helps to correspond the changes of feedstock composition, to vary blending recipes of trade gasoline and to recommend optimal involvement of different-composited feedstock into the blending process.

Precision of the developed recipes provides economy of expensive components, and allows getting essential economic benefit for the refineries by reducing the quality for trade products.

References

1. Kravtsov A.V., Ivanchina E.D., Smyshlyaeva Yu.A. Matematicheskoe modelirovanie protsessa kompaundirovaniya tovarnykh benzinov s uchetom reaktsionnoy sposobnosti komponentov smesi [Mathematical modeling of trade gasolines blend process considering the reactivity of mixture components]. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2009. – Vol. 314. – No. 3. – pp. 81 – 85.
2. Modelirovanie processa prigotovleniya tovarnykh benzinov na osnove ucheta reaktsionnogo vzaimodeystviya uglevodorodov syrya s vysokooktanovymi dobavkami [Modeling the trade gasolines blending process on the basis of reactivity of hydrocarbon feedstock with high-octane additives] Kirgina M.V., Ivanchina E.D., Dolganov I.M., Smyshlyaeva Yu.A., Kravtsov A.V., Fan Fu. Neftepererabotka i neftehimija. Nauchno-tehnicheskie dostizhenija i peredovoj opyt, 2012. – No. 4. – pp. 3 – 8.

PARAFFIN-BASE OIL TRANSPORTATION USING POUR-POINT DEPRESSANTS

V.D. Samigullin, I.E. Sirotkin

Scientific advisors professor P.V. Burkov, associate professor M.V. Vlasova
National research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays the extraction of high-paraffin crude oil with the high content of paraffinic hydrocarbons increases. While being extracted, transported and stored, deterioration of the rheological properties of high-paraffin crude oil is observed. This leads to increase of equipment deterioration, additional material expenses and problems with environmental conditions. Down-the-hole treatment is promising method of asphalt–resin–paraffin (ARP) sediments control. Usage of pour-point depressants prevents wax depositions and also improves the rheological properties of crude oil. Efficiency determination of pour-point depressants is based on high-wax oil from Maiskoye field.

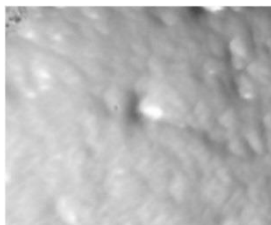


Fig. 1 Original oil sample

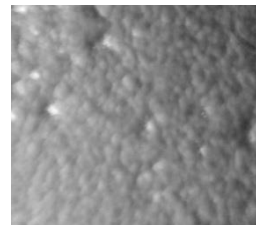


Fig. 2 Oil sample with “DMN” depressant

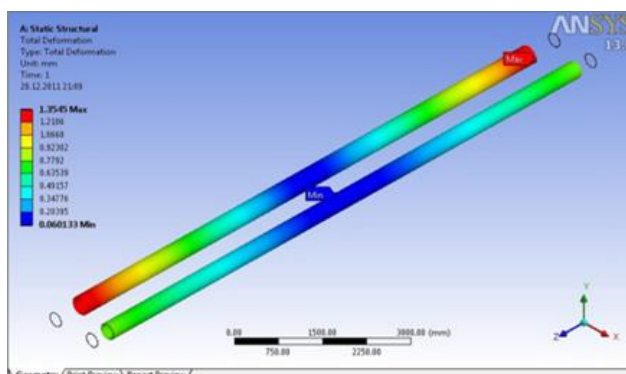


Fig. 3 Deformation distribution of pipeline under original and modified pressure

By analyzing the pictures of residual oil structures we can see that oil sample with pour-point depressant “DMN” has more dispersed composition(Fig.1. and Fig.2.). Measurements of the rheological properties were made by rotational viscosimeter “BROOKFIELD LVDV-III Ultra”. To evaluate the influence of depressant on stressed-deformed state of pipeline we used modelling in engineering simulation software ANSYS, that was based on the data gained by “Neftehimtehnologii” company during testing of pour-point depressant “DMN-2005” in pipeline section of Severo-

Gubkinskoe field (date of testing: 2005, May)[1].

Oil properties: pour point- +10 °C, oil n-paraffin content- 12 %, paraffin melting temperature + 50 °C, oil asphaltene content - 2 %. Characteristics of simulated pipeline: line diameter- 273 mm, wall thickness – 8 mm, steel type -09G2S, original line pressure (no added “DMN-2005”)- 4,56 megapascal, modified line pressure (added “DMN-2005”, concentration- 200 gram per ton), length – 12 meters.

Modelling using ANSYS software gave us the visual representation of simulation results of deformations under original and modified pressure (Fig. 3).

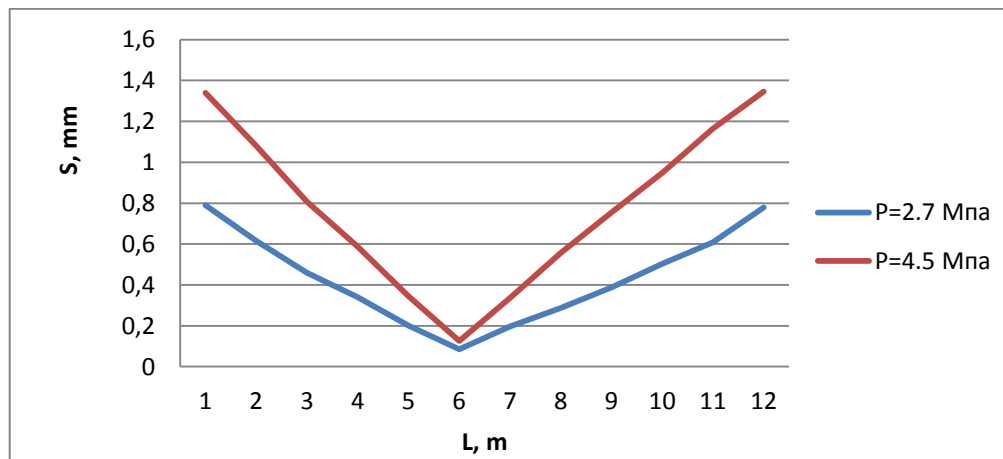


Fig. 4 Deformation (S) distribution along the length (L) of pipeline

Analysing the gained data we can see that pressure decline (from 4.56 MPa to 2.7 MPa) resulted in deformation decline (0.7 mm) (Fig. 4).

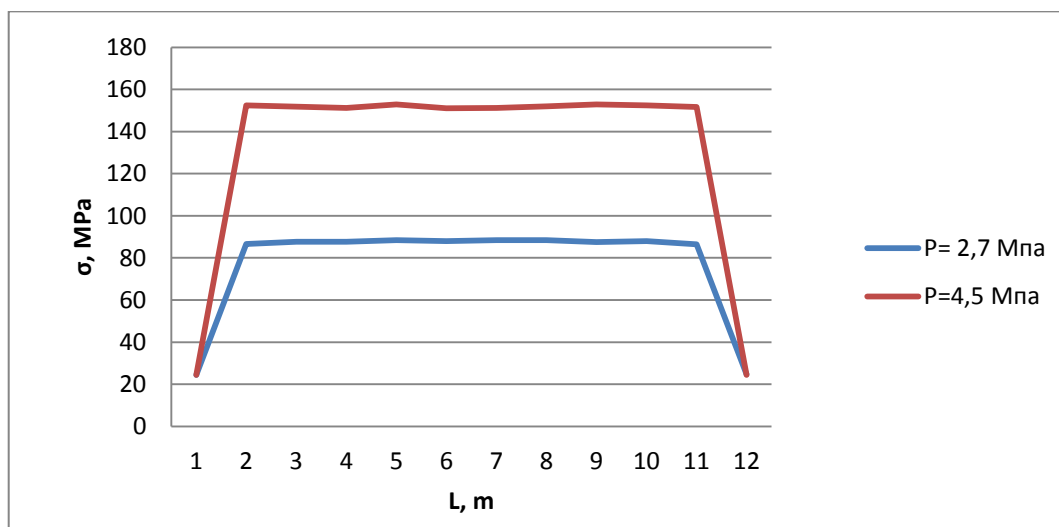


Fig. 5 Equivalent stress (σ) distribution along the length (L) of pipeline

Also after simulating the equivalent stress of pipeline, stress decline is observed (from 150 MPa to 85 MPa) (Fig. 5).

Pressure decline in pipeline is a result of pour-point depressant ability to dewax paraffin deposits on inner wall (pipeline cross-sectional area increases) and decrease dynamic viscosity of crude oil.

References

1. Бурков П.В. Исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода “Александровское – Анжеро-судженск” методом конечных элементов // Вестник КузГТУ. – 2013. – № 4. – С. 22 - 26.

RESEARCH IN DUST AIR POLLUTION LEVEL IN THE INDUSTRIAL AREAS OF TOMSK

N.P. Samokhina

Scientific advisors associate professor A.V. Talovskaya, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The enterprises of thermal power generation, building and petrochemical industries are considered to be the typical sources of environmental contamination for the many regions of the world.

During the period from 2009 to 2013 sampling was conducted using a vector network in the northeastern direction (mainly southern and south-western winds) for the assessment of dust level in air in industrial areas of Tomsk (reinforced concrete plants, brick plants, thermal power plant, petrochemical plant).

Collection, preparation and analysis of samples were performed according to methodical recommendations taken from V.N. Vasilenko's [1] and I.M. Nazarov's [3] works and the long-term experience of the Geoecology and Geochemistry Department workers (TPU).

The weight of dust in snow samples serves as a basis for determination of dust load magnitude P_n according to the formula:

$$P_n = P / (S \cdot t), \text{ mg/m}^2 \text{ per day-and-night,}$$

where P is the dust weight in a sample (mg),

S is the square of the test-pit (m^2),

t is the time from the beginning of snow staying (a day).

To assess the level of contamination the grading in pollution level in terms of the daily dust load magnitude was used [2]: Less than 250 is the low degree of pollution, harmless level of the population disease; 251-450 is the average degree of the pollution, relatively dangerous level of population disease; 451-850 is the high degree of the pollution, dangerous level of population disease; more than 850 is the very high degree of the pollution, extremely dangerous level of population disease.

In order to assess the levels of dust air pollution, dust load values were compared with data from the regional (480 km far from Tomsk) and local (70 km far from Tomsk) background sites.

Data analysis of the dust air pollution in the period from 2009 to 2013 showed that the overall value of the dust load in the vicinity of the industrial enterprises of Tomsk decreasing every year, except quantities of dust load in the affected area of brickyards received in 2013. The maximum values of the dust load from 2009 to 2013 were observed in the affected area of brickyards. Dust pollution peaks occur in the points located in the near field of enterprises impact (up to 400 m from the industrial sites of enterprises), the values of the dust load at these points correspond to the average level of contamination ($251\text{-}450 \text{ mg/m}^2 \cdot \text{day}$). However, in the distance from the territories of enterprises the degree of dust contamination is almost half reduced, and corresponds to the low level of contamination (values are less than $250 \text{ mg/m}^2 \cdot \text{day}$).

Analysis of the data in 2013 showed that rate of dust load in the impacted areas of the industrial enterprises of Tomsk ranges from 27,5 to $96 \text{ mg/m}^2 \cdot \text{day}$. The values of dust load in almost all investigated areas of the industrial enterprises in terms of the gradation offered by J.E. Saet, belong to the low degree of atmosphere pollution and harmless level of population disease for inhabitants living in this territory. An exception is the dust load in the impact zone of brick factories, which vary from 216 to $526 \text{ mg/m}^2 \cdot \text{day}$.

Table

The value of the average daily dust load in the impact areas of the industrial enterprises of Tomsk (2013), $\text{mg/m}^2 \cdot \text{day}$

The impact area	Quantity of tests	P_n average	P_n min	P_n max
Reinforced concrete plants	5	61	34	96
Brick plants	5	333	216	526
Thermal power plant	5	44	31	63
Petrochemical plant	5	39	27	58

Note: P_n average is the average magnitude of the dust load, P_n min is the minimum magnitude of the dust load, P_n max is the maximum magnitude of the dust load; the background (Central Vasyugan) is $7 \text{ mg/m}^2 \cdot \text{day}$, the data from A.Yu. Shatilov, 2001.

References

1. Vasilenko V.N. Pollution monitoring snowpack / V.N. Vasilenko, I.M. Nazarov, Sh.D. Friedman. - Gidrometeoizdat, 1985. - 185 p.
2. Environmental Geochemistry / Y.E. Saet, B.A. Revich, E.P. Yanin [et al.] - Moscow: Nedra, 1990. - 335 p.
3. Nazarov I.M. Using a network of snow surveys for the study of snow cover pollution / I.M. Nazarov, Sh.D. Friedman, O. Rennes // Meteorology and Hydrology. - 1978. - № 7. - pp. 74-78.

**INVESTIGATION OF NATURAL MINERAL WATERS OF CHOIGAN COMPLEX
(EASTERN TYVA)**

A.V. Shestakova

Scientific supervisors associate professor A.A. Hvaschevskaya
associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Republic of Tyva is a unique place rich in almost untouched natural resources. Variety of climatic conditions, combined with picturesque landscapes, rich flora and fauna, preserved national traditions - all this makes the republic of Tyva attractive for tourists. Nature mountainous republic is unique. Alternation of mountain ranges and plains areas, cut by small rivers with coniferous forests, give this place a very special flavor. Most of the country territory is mountainous, which determines its climate - continental with harsh winters and hot summers. It has enormous water resources, both surface and underground.

A special place in the system of water resources of Tuva is occupied by springs. In territory of republic there are more than 140 out of which more than 100 sources are used for the treatment of population various diseases [1].

The republic is rich in underground mineral waters of different groups: carbonic and nitrogen hot water, carbon dioxide and hydrogen sulfide cold springs, salty and sour water, silica, radon, arsenic, ferruginous, iodo-bromine [5]. One of the unique places in the Republic of Tuva is carbonate deposits of cold and thermal waters - "Choyganskies mineral water."

In spite of quantity and variety of such waters, this area is still poorly known due to inaccessibility, lack of qualified specialists in Tuva. Research on the geochemical characteristics and properties underground sources are not of financial support from the government. However, currently there is a trend in the republic development of therapeutic and recreational areas for some scientists and scientific organizations. It is "The Laboratory Arzhaanologii and Tourism" (Kyzyl), "The Institute of Balneology and Physiotherapy" (Tomsk), Problem Research Laboratory of Hydrogeochemistry Research-Educational Center "Water" of TPU etc.

The purpose of research is to study the formation of unique to Siberia hydrogeochemical conditions of carbonic cold and thermal groundwater natural complex "Choyganskies mineral water."

Choigan, meaning "fir", located on the north-east of the Republic of Tyva on the border with Buryatia in East Sayan, on the altitude of 1550 meters in the river valley Arzhaan Khem. In the relatively small area there are more than 50 sources, a variety of temperature and mineralization, on the content of carbon dioxide and radon. Around the sources the travertine deposits are widely developed [5].

Formation of Choyganskies sources is conditioned by a large latitudinal fault in Precambrian rocks (gneiss, marble, slate), intruded by granites and diorites Paleozoic. Unloading of mineral waters occurs predominantly on the right bank of Argens-Khem [5].

In spite of its inaccessibility, in the summer season Choigan are actively visited by tourists for medical purposes. A few thousand people relax and treat on springs every year. The places where people come from Choigan for treatment are various, but mostly they come from the Republic of Buryatia, Tuva and the Irkutsk region.

Springs are used to treat of various diseases: cardiovascular and nervous system, gastrointestinal, urological, reproductive system, musculoskeletal system, ENT diseases. Local residents gave names to springs depending on the diseases they treat, "Nerves", "From the pressure", "Kidney" etc.

Interest in Choigan springs has been shown for a long time, it was the object for study of such scientists as: S.V. Obruchev (1945), V.G. Tkachuk (1955), E.V. Pinneker (1966-1967), etc. Since the 90s complex study conducted by the Tuva Institute of Complex Natural Resources under the supervision of Dr. Arakchaa K.D. etc. In recent years the cooperation in sphere of research in the Choigan springs between Laboratory Arzhaanologii and Tourism "(LLC" ArzhaanLab ") and Problem Research Laboratory of Hydrogeochemistry, Scientific-Educational Center "Water" has been developed [1].

As part of a scientific expedition organized by LLC "ArzhaanLab" with expedition leader K.D. Arakchaa on Choygane research of physicochemical, hydrochemical, microbiological water characteristics of springs was conducted.

Hydrogeochemical study involved 33 springs, which consisted of water sampling for determining chemical, gas and microbiology composition. Comprehensive analysis of the chemical, microbiological and gas composition of water was performed in PRL Hydrogeochemistry scientific-educational center "Water".

Along with this research rapidly changing water parameters - pH, Eh, temperature and electrical conductivity were measured.

According to the research for 2011-2012, Choigan springs have hydrocarbon-sodium-calcium or calcium-sodium chemical composition; contain carbon dioxide of 5.5 mg/l to 740 mg/l. However, water mineralization varies from 0.4 g/l of the spring № 29, to 2.5 g/l in the springs № 31 and the number № 11-13. The temperature conditions of water are mainly related to the thermal - warm and hot, their temperature ranges from 20 to 42 degrees, but there is a cold spring having the temperature below 20 degrees. In the south of the valley dry gas warm funnels aerated with carbon dioxide were discovered.

Cold carbonic water has the mineralization rate lower than (700 mg/l to 1500 mg/l), but contains more carbon dioxide than hot water. This is due to the fact that with an increase in temperature and mineralization of carbon dioxide in groundwater decreases, situation becomes oxidizing [3].

Mineralization of hot and warm water is above and geochemical environment becomes reducing, temperature changes when carbonate sources of groundwater discharge. Therefore there appears a thermodynamic barrier and

deposition of calcium carbonate - travertine. Formed from travertine dome it has brown color due to the oxidation of high iron content in this section.

Also radon measurements were conducted in the sources. The concentration of radon in water springs varies widely from 1 to 155 eman/dm³. Enrichment of water with radon is apparently due to the leaching of trace radioactive elements from the intrusive body [2].

Medicinal properties of water are determined by mineralization, high temperature and content of carbon dioxide, as well as radon and other biologically active components.

Thus, according to GOST R 54316-2011 groundwater natural complex "Choigan" can be attributed to low-mineralized drinking water treatment – dining, weak carbonic waters, low and medium radon [4]. It is necessary to conduct comprehensive studies of unique natural sources because of its hydro-geochemical and medical character in connection with people's natural treatment.

References

1. Arakchaa K.D., Bukaty M.B., Karabiber S.V. Formation of chemical composition of carbonate water Choygan (Eastern Sayan) // Problems of Geology of Siberia. – Tomsk: Publ TSU, 1996. – P.2. – pp. 288 – 289.
2. Baryshnikov G.Y., Eliseev V.A Thermal treatment water of siliceous composition of the Altai-Sayan Mountains // News of Altai State University series "Earth Science". – Barnaul, 2009. – №3. – pp. 41 – 47.
3. Geochemistry of groundwater. Theoretical, applied and environmental aspects / S.R. Krainov, B.N. Rizhenko, V.M. Shvets. – Moscow: Nauka, 2004. – 677 p.
4. GOST R 54316 – 2011. Natural mineral water for drinking. General specifications. – Moscow: State Standard of the Russian Federation. – 46 p.
5. Pinneker E.V. Mineral water of Tyva. – Kyzyl: Publishing House of Tuva, 1968. – 105 p.

GEOTECHNICAL APPRAISAL OF THE SOILS IN EAST ASWAN CITY, EGYPT

F.El Shinawy¹, O.S. Naymushina²

¹Geology Department, Faculty of Science, Zagazig University, Zagazig, Egypt

²National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Geotechnical properties of the soils were investigated to evaluate their geotechnical behavior. Unconfined compressive strength was ranging from 1.86 to 31.7 Mpa. Grain size analysis showed that the effective diameter ranging from 0.1 to 0.2 mm and the uniformity coefficient C_u ranging from 5 to 15.5. The results of specific gravity showed that the values ranging from 1.87 to 2.2 g/cm³. Free swelling percent was ranging from 50 to 62 %. Shear characteristics had slightly difference values were ranging from 18°-25° and shear strength from 5.2 to 9 Mpa and the free swelling percent ranging from 50 to 62 %.

The main objective of the present study is the answer to the following questions: what rocks and soils are present, and how are they distributed under the site, the geotechnical properties of these soils, the chemical composition of groundwater along the study area and the effect of these composition on the soil to construct bumping water station in East Aswan city (Fig.).

The study area consists of metamorphic and igneous rocks of Precambrian age, sandstone and clay of the Nubian Sandstone series of Upper Cretaceous age and ancient gravels, sands, river sands and Nile mud of Pleistocene and Recent ages [7, 8].

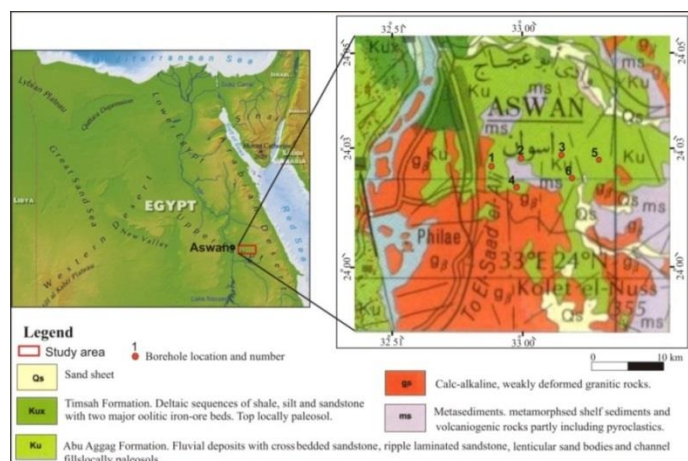


Fig. Surface geological map of the study area (modified after CONCO 1987)

Six boreholes were carried out to study the properties and thickness of different soils along the study area. The methodological approach used for the investigation and analysis of the geotechnical properties of the soils, five geotechnical tests including grain size analysis, specific gravity [3], unconfined compressive strength, shear strength [4]

and free swelling test [6] were conducted on the studied soils along the study area. Chemical analysis was carried out for groundwater [1] along the study area.

Grain size distribution of the collected samples were performed according to [2], the results were shown that these sands classified as medium to coarse sands where effective diameter for the soil samples was ranging from 0.1 to 0.2 mm and the uniformity coefficient C_u was ranging from 5 to 15.5.

Specific gravity test results showed that the investigated samples of the soils had slightly different values of specific gravity [3]. Specific gravity values of the studied samples were ranging from 1.87 to 2.2 g/cm^3 (Table 1).

Unconfined compressive strength values according to [4] friable clay had the lowest average value ranging from 1.86 to 8.27 Mpa, for clayey sandstone 25.1Mpa, silty clay had the average value 18 Mpa and medium to coarse sandstone had the highest value 31.7 Mpa (Table 1).

Direct shear tests were conducted to investigate the shear strength characteristics of the soils, the fine grained soils (friable clay) had a peak friction angle of about 18° while the medium to coarse grained sandstone had a peak friction angle about 25°. This difference in peak friction angle is likely to be due to the grading and the proportion of swelling clay minerals, the peak strength and the friction angle of the clays decreasing with increasing amounts of swelling clay minerals and decreasing grain size (Table 1).

The free swell test is a qualitative indicator of expansive soils. Free swell test were conducted to investigate the swelling of the clays according to [6]. It can be seen that the swelling percent ranges between 50 to 62 %, this mean that these soils are moderately swelling soils.

Table 1

Geotechnical properties of the soils at the study area

Soil Types	Specific Gravity, g/cm^3	Uniaxial Compressive Strength, Mpa	Effective friction angle, Φ°	Shear Strength Mpa	Effective Cohesion, C Mpa	Swelling Percent, %
Friable Clay	2.2	1.86	18	5.2	3.3	62
Clayey Sandstone	2.08	25.1	22	6.7	3.5	59
Clay	1.8	8.27	22.8	7	4.2	60
Medium to Coarse Sandstone	1.87	31.7	25	8	5.3	50
Silty Clay	2.0	18	19	9	4	62

Chemical analysis for groundwater was performed on 6 water samples. Samples were analyzed at the laboratory according to the standard analytical procedures according to [1]. The results were conducted as shown in the Table 2 according to [9] and [10] the groundwater in the soils along the study area was slightly aggressive on the soil.

Table 2

Chemical composition of groundwater at the study area

TDS, ppm	Cl ⁻ mg/l	SO ₄ ²⁻	pH	Conductivity
1000	350	20	7.4	26

Analysis and interpretation of the laboratory results and the field observations led to the following findings:

- Grain size distribution of the collected sand samples from the boreholes were generally medium to coarse grains and poorly graded sand and these sands not qualified to use in any construction projects.
- The investigated soil samples had slightly different specific gravity values were ranging from 1.87 to 2.2 g/cm^3 and this may be according to the mineral composition.
- Unconfined compressive strength values of the soil samples had wide range of variability, where the lowest value for friable clays 1.86 Mpa and the highest value 31.7 Mpa for medium to coarse sandstone.
- Shear characteristics of the soils were ranging from 18°, in the fine grained soils (friable clay) to 25°, in the medium to coarse grained sandstones. The peak strength and the friction angle of the clays decreasing with increasing amounts of swelling clay minerals and decreasing grain size.
- The investigated soil samples had the free swelling percent ranging from 50 to 62 %, for this we must try to prevent occur any seepage of water in these soils.
- Groundwater in the soils along the study area was slightly aggressive on the soil.

References

1. Anonymous. Simplified laboratory procedures for wastewater examination: special publications for water pollution control. Water pollution control federation. – Washington, DC, 1985.
2. ASTM. Standard test methods for particle size analysis of soil, 1998. – D-422.
3. ASTM. Standard test methods for specific gravity of soil, 1998. – D-854.
4. ASTM. Standard test method for unconfined compressive strength of intact core rock, 1998. – D- 2938.
5. CONCO. Geological map of Egypt. Scale 1:500 000, Sheet Luxor. CONCO and the Egyptian General Petroleum Corporation. – Cairo,1987.
6. Egyptian code. Egyptian code of soil mechanics, foundations carrying out and designation, part 2, laboratory tests, six edition, 2001. – 314 p.

7. Hume, W.F. Geology of Egypt. I-III. – Cairo, 1964.
8. Rushdi, S. The Geology of Egypt. – Balkema, Rotterdam, 1989.
9. Portland cement and slag Portland cement. Specifications. 10178-76 1987.
10. Cement- sulphates. Specifications. 22266-76 1987.

INVESTIGATION OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS INFLUENCE ON THE CATALYTIC DEWAXING PROCESS USING DEVELOPED MATHEMATICAL MODEL

G.Y. Silko, N.S. Belinskaya, S.V. Kiseleva

Scientific advisor professor E.N. Ivashkina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The problem of efficiency upgrading of the operating installation is defined by determination of technological conditions in many instances. Catalytic dewaxing process finds the increasing application in domestic enterprises. There are different technologies of this process implementation. For instance, technological scheme in independent mode operating, hydrofining process along with dewaxing in single-unit, series-connected reactors of dewaxing and hydrofining in the different sequences with using different catalyst combination mixtures and other [2].

Solving the problem of technological parameters optimization is possible by the development a computer modelling system of diesel fuel production which will be focused on physical and chemical mechanisms of the hydrodewaxing process reactions.

The mathematical model of diesel fuel hydrodewaxing process was developed during the research. For the estimation thermodynamic properties of hydrocarbons, participated in the chemical transformations, quantum-chemical methods, realized in program Gaussian, were used. The method of calculation is DFT – Density Functional Theory, theoretical approximation is model B3LYP, basis 3-21G. As a result of the thermodynamic analysis, hydrocarbons conversion scheme was developed. At the base of conversion scheme the kinetic model of the dewaxing process was made [1].

Using developed computer modelling system the technological parameters influence on the main reactions of hydrodewaxing process can be carried out.

Therefore the aim of present work is to evaluate of temperature and hydrogenous gas feed influences on the hydrodewaxing process reactions using developed computer modelling system.

Technological scheme of this process includes three series-connected reactors, the first and the second reactors are intended for hydrofining and the third reactor is intended for hydrodewaxing of diesel fuel. In the first and second reactor NiO – MoO₃ catalyst is used. In the third reactor – CoO-MoO₃ catalyst is used. Raw materials of dewaxing process is: visbreaking gasoline, middle distillates, atmospheric gas oil. Also hydrogenous gas feeds in the reactors. The result of receiving is diesel fractions, gasoline and petroleum gas production (Fig.1).

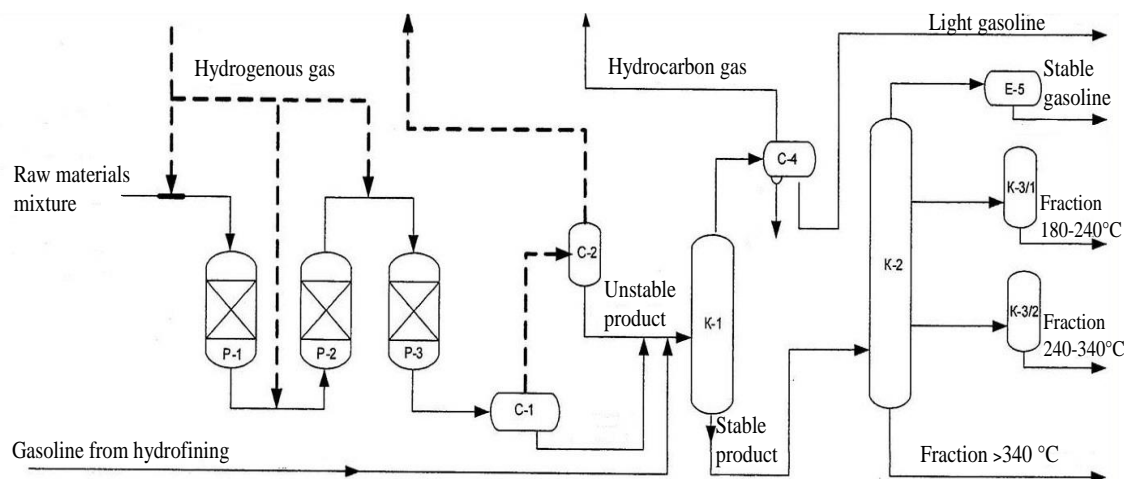


Fig. 1 Technological scheme of catalytic dewaxing process

The process of catalytic hydrodewaxing is based on the two main reactions: hydrocracking of high molecular weight linear paraffins C₁₀–C₂₇ and isomerization of normal paraffins in order to improve products low temperature properties. Also, hydrogenation of aromatic, polyaromatic, olefinic hydrocarbons and cyclization of i-paraffins occurs in the third reactor [3].

Hydrocracking of normal paraffins occurs with formation of decomposition products such as i-paraffins and n-paraffins lower molecular weight. And as higher molecular weight of the n-paraffins, then deeper are their conversion.

Isomerization of n-paraffins occurs with the formation of paraffins, naphthenes through an intermediate stage of dehydrogenation of n-paraffins with the formation of olefins in the reactor.

Hydrogenous gas has a decisive importance in the hydroisomerization process. With a deficit of hydrogenous gas not all of the formed olefins are hydrogenated with the formation of naphthenes and paraffins that lead to the formation of olefins, increasing of side reactions and lowering of isomers yield. The olefins content in the isomerization relatively to the hydrotreated feed increases by 40%. An excess amount of hydrogenous gas leads to the isomerization rate reduction due to suppression of the dehydrogenation reaction of n-paraffins at the stage of olefins formation.

Using the developed model the effect of hydrogen gas flow rate on the yield of high-paraffins and iso-paraffins in the product mixture was investigated.

Dependence of n-paraffin contents from the hydrogenous gas flow rate are presented on Figures 2, 3.

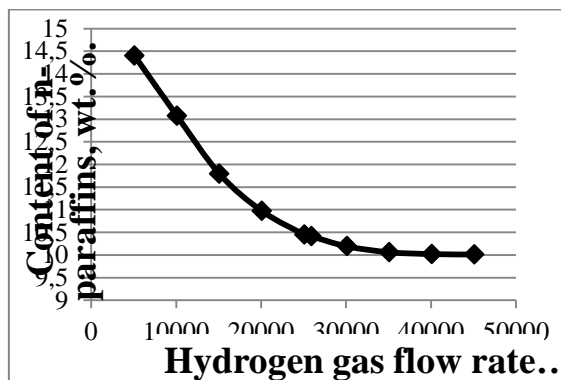


Fig. 2 Influence of hydrogen gas flow rate on the yield of high-paraffins $C_{10}-C_{27}$

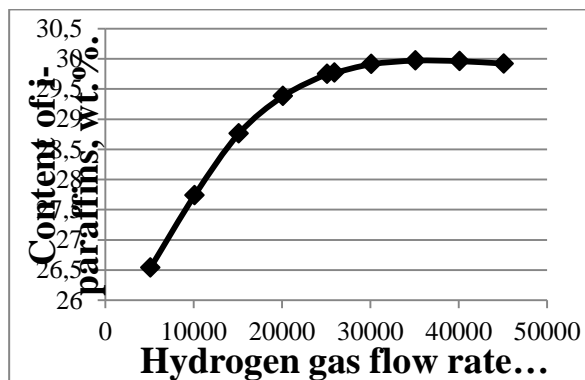


Fig. 3 Influence of hydrogen gas flow rate on the yield of i-paraffins

Increased hydrogen gas flow on 30 000 m³/h is leading to decrease of high n-paraffins content by 4.3% wt. It indicates an increase the conversion during the hydrocracking reaction, and content of i-paraffin is increasing by 3.5% wt. This is accomplished by increasing the contact time as a result, the isomerization reaction on bifunctional catalyst mechanism typically more complete. Also increase of the volume of circulating hydrogen allows to decrease coke formation on the catalyst. And so the processes of hydrofining and hydrodewaxing are carried out at excess of hydrogen quantity.

Estimation of the influence of the process temperature on the yield of high-paraffins and i-paraffins in the product mixture was made (Fig. 4, 5). Selection of optimal temperature depends on quality of raw materials, requirements to the quality of products, the type of catalyst, extent of its activity and lies in the range of 340 – 405 °C for hydrodewaxing.

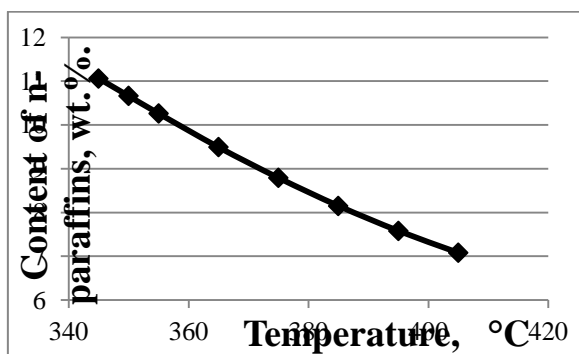


Fig. 4 Influence of temperature on the yield of high-paraffins $C_{10}-C_{27}$

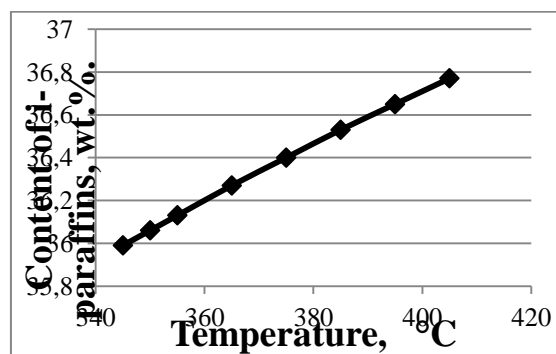


Fig. 5 Influence of temperature on the yield of i-paraffins

With increasing temperature at 30 °C content of n-paraffins $C_{10} - C_{27}$ is reducing by 2.8 % wt. and amount of iso-paraffins is increasing by 0.4 % wt. It connected with increase the specific reaction rate of hydrocracking and isomerization of n-paraffins. Content of n-paraffins $C_{10} - C_{27}$ in the product mixture decreases, which promotes improve the low-temperature properties of diesel fuels.

Temperature change of process does not significantly influence on the hydrogenation reaction of aromatic, polyaromatic, olefin and cyclization of iso-paraffins hydrocarbons to naphthenes relative to hydrocracking and isomerization reactions.

The mathematical model of hydrodewaxing process of diesel fuels can be used for prediction of product mixture composition and allows to recommend the optimal technological conditions with the object of resource efficiency increase. Thus, increased hydrogen gas flow and temperature of hydrodewaxing process has a positive effect to group composition of product mixture, content of n-paraffins decreases and content of i-paraffins rises. Therefore

reducing the pour point of diesel fuel in the process hydrodewaxing on Ni-containing catalyst occurs by conversion of n-paraffins in two ways: selective hydrocracking and isomerization.

References

1. Belinskaya N.S., Frantsina E.V., Silko G.Y., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N. The development of formalized scheme for hydrocarbons transformation and kinetic model of diesel fuels of hydrodewaxing // *Izvestiya TPU*. – Tomsk, 2013, – Vol. 322. – № 3. – pp. 129-133.
2. Rakoczy, R. A. Consider catalytic dewaxing as a tool to improve diesel cold-flow properties // *Hydrocarbon processing*. [Electronic resource]. – URL: <http://www.hydrocarbonprocessing.com/Article/3224384/Consider-catalytic-dewaxing-as-a-tool-to-improve-diesel-cold-flow-properties.html>. (date of access 28.02.2014 r.)
3. Salihov A.I. Catalytic hydrodewaxing of diesel fuel and petrol on ceolite catalyst: Dissertation on scientific degree competition candidate of technical sciences. – Ufa, 2002. – 124 p.

UMSETZUNG DER DESTILLIERTEN BENZINFRAKTIONEN IN HOCHOKTANBENZIN AUF DER BASIS DER ZEOLITHHALTIGEN KATALYSATOREN

A.I. Tatarkina

Wissenschaftliche Betreuer Professor W. Jerofejew, Dozentin T. Wolgina, Dozentin L.S. Ratner
Nationale polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Benzin ist eine der wichtigsten Arten von Motorkraftstoffen der modernen Technik. Derzeit ist die Herstellung von Benzin eine der wichtigsten in der petrochemischen Industrie und ist in hohem Maße für Entwicklung dieser Branche bestimmend.

Die moderne Erdölaufbereitung und Petrolchemie sind ohne den Einsatz von Katalysatoren und Adsorbenten auf der Basis der Zeolithen kaum vorstellbar.

Die ständige Verschärfung der Umweltstandards für den Gehalt der aromatischen Kohlenwasserstoffen in bleifreien Benzintypen («Euro-3,4,5») lässt die Benzinhersteller unentwegt die Produktion vervollkommen. Die technologischen Prozesse, die die Motorbenzinkomponenten mit hoher Arenenkonzentration herstellen, werden durch die Technologien ersetzt, die oktanreiche Produkte nichtaromatischen Typs oder mit reduziertem Gehalt an aromatischen Kohlenwasserstoffen herstellen lassen.

Die Entwicklung der Produktion von Benzin ist mit dem Wunsch verbunden, die grundlegende Nutzungseigenschaft von Treibstoff zu verbessern – Klopfestigkeit, die durch Oktanzahl bewertet wird. Ebenso in Zusammenhang mit der Verschärfung der ökologischen Anforderungen, die an Benzintypen derzeit gestellt werden, ist der Übergang zur Herstellung von Automobilbenzin aktuell, der den Standards «Euro 4, 5» entspricht.

2008 wurden durch die Verordnung der Regierung der Russischen Föderation Technische Regeln „Über die Anforderungen an Motor- und Flugzeugbenzin, an Diesel- und Schiffstreibstoff, an Düsenbrennstoff und Masutheizöl“ genehmigt. Diese Regeln bestätigten die Pflichtenanforderungen an die ökologische Sicherheit verschiedener Treibstofftypen.

Der industrielle Hauptprozess der Herstellung von oktanreichen Benzintypen aus destillierten Benzin ist der Reforming und seine Varianten. Der Prozess erfolgt bei 450-500 °C im wasserstoffhaltigen Gas. Die Katalysatoren des Reformings sind sehr empfindlich zu schwefel- und stickstoffhaltigen Rohstoffverbindungen, deshalb ist es notwendig eine Wasserstoffvorbehandlung von Rohstoffen durchzuführen. Die produzierten Benzinfraktionen enthalten 50-70 % von aromatischen Kohlenwasserstoffen und viel Benzol (7-15 %), was wesentlich zulässige Maximalwerte übertrifft.

Für die Realisierung der Herstellungsprozessen von oktanreichen Benzin mit einem niedrigen Gehalt an aromatischen Kohlenwasserstoffen ist am besten der Prozess «Zeoforming» geeignet. Die vielversprechendsten für den Prozess der Herstellung des oktanreichen Treibstoffes für Verbrennungsmotoren aus den destillierten Benzinfraktionen des Gas-Kondensats ist die Verwendung von Zeolith-Katalysatoren auf der Basis von kieselensäurehaltigen Zeolithen Typ ZSM, die dank ihrer einzigartigen mikroporösen Struktur und der siebmolekularen Eigenschaften die hohe Aktivität und Selektivität in den Reaktionen der Dehydrierung, Cracking, Isomerisierung, Oligomerisation und Dehydrozyklisierung verschiedener Kohlenwasserstoffen zeigen.

Zeolithe heißen kristallwasserhaltige Aluminiumsilikate, in deren Kristallen bei der Entwässerung ein regelmäßiges Kanal- und Hohlräumssystem mit dem Durchmesser von 0,3 - 1,0 nm befreit wird. Zurzeit sind die Pentassilzeolithe, Zeolithe des Typs ZSM mit extrem hohem Gehalt von Kieselsäure im Kristallgitter, von größtem Interesse, da sie die meist perspektivischen Katalysatoren im Prozess der Umwandlung der niederen Paraffine in Kohlenwasserstoffe mit größerer Molekülmasse sind.

Aus der ganzen Reihe von Zeolithen des Typs ZSM sind meist detailliert die Zeolithe ZSM der Marke 5 untersucht, die besondere katalytische Eigenschaften bewiesen haben.

Dank der Verwendung verschiedener zeolithhaltigen Katalysatoren gibt es keine Notwendigkeit, eine Wasserstoffvorbehandlung von Rohstoffen durchzuführen. Der Umwandlungsprozess des destillierten Benzins auf Zeolith-Katalysatoren unterscheidet sich vom klassischen Reforming dadurch, dass es oktanreiche Benzinmarken „Euro 4 und 5“ mit niedrigem Gehalt des Benzols (nicht mehr als 1-2 %), herstellen lässt. Die Gesamtzahl der aromatischen Kohlenwasserstoffe ist nicht mehr als 25-30 % und des Schwefels etwa 0,05-0,10 Mass %.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Untersuchung des Umwandlungsprozesses der destillierten Benzinfraktionen des Gas-Kondensats im Vorkommen Myldginsk des Gebietes Tomsk in Hochoktan-Komponenten (HOK) der Kraftstoffe auf der Basis der zeolithhaltigen Katalysatoren.

Als Rohstoff für den Prozess wurde die destillierte Benzin-Fraktion (DBF) 70 – 1700 °C des Gas-Kondensat-Vorkommens Myldginsk der Region Tomsk verwendet.

Der Reaktor ist aus Edelstahl hergestellt. Das Volumen des Reaktors beträgt 10cm³. Alle Experimente wurden bei einer Volumengeschwindigkeit von 2h⁻¹ (6 cm³ des Katalysators, 12 cm³/h Rohstoffe) bei der Temperatur des Verdampfers 1500⁰ C und des Reaktors 375–425 °C durchgeführt. Der Rohstoff (Abb.1) aus der Bürette (1) wird mit Hilfe der elektromechanischen Pumpe (2) in den Verdampfer (3) befördert. (Geschwindigkeit von 0,2c m³/min). Aus dem Verdampfer gelangt der Rohstoff in der Gasphase in den Reaktor (4). Nach der Reaktion kommen die Produkte in einen Kühltank (5), wo sie sich kondensieren und in den Separator-Sammler (6) gelangen. Die Temperaturen des Verdampfers und des Reaktors werden mit Hilfe von hochpräzisen Temperaturbegrenzern reguliert (4). Zur Messung der Temperatur in der Katalysator-Schicht wurde Cr-Al-Thermoelement verwendet. Das Volumen von Gasen wurde mit Hilfe des Gaszählers (8) gemessen.

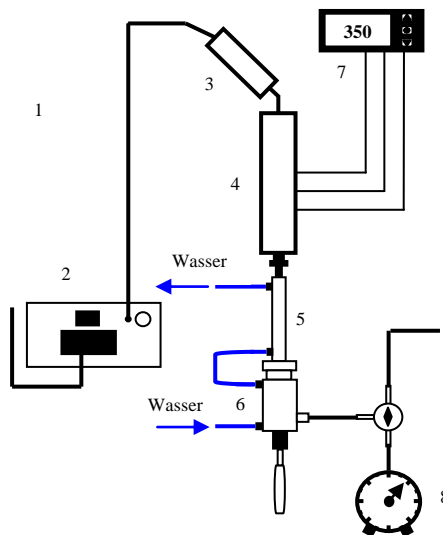


Abb. 1 Die experimentale Anlage

Auf der Grundlage der obendargelegten Informationen, wurde der experimentelle Teil durchgeführt, die notwendigen Berechnungen gemacht und das Chromatogramm analysiert. Es wurden die Forschungsergebnisse der industriellen Katalysatoren Sud-Chemie, KN-30 und des in unserem Labor synthetisierten -H-CKE-G Katalysators analysiert.

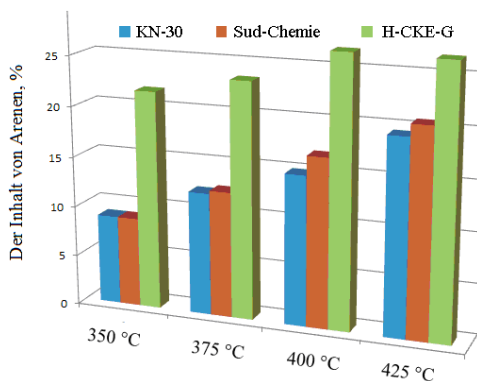


Abb. 2. Abhängigkeit Arenenausbeute von der Temperatur des Prozesses

Aus den erhaltenen Ergebnissen des Experiments kann man schließen, dass der in unserem Labor synthetisierte Zeolith eine größere Aktivität im Vergleich zu den erforschten industriellen Katalysatoren hat. Der Gehalt von Arenen im Temperaturbereich von 350 - 425 °C variiert von 21,7 bis zu 26,7 % der Masse.

Literatur

1. Kowal L.M., Korobizina L.L., Wosmerikow A.W. Synthese, physikalisch-chemische und katalytische Eigenschaften der kieselhaltigen Zeolithen. – Tomsk. – 2001. – S. 50.

2. Minatschow H.M., Dergatschow A.A. Katalytische und physikalisch-chemische Eigenschaften der kristallinen Pentassilen in die Umwandlungen der niedermolekularen Olefinen und Paraffinen//Nachrichten der Akademie der Wissenschaften der UdSSR. – 1993. № 6. – S.1018–1028.
3. Stepanow W.G., Ione K.G. Die Produktion von Kraftstoffen aus destillierten Fraktionen der Öl-und Gaskondensate mit der Anwendung von «Zeoforming»// Chemie für nachhaltige Entwicklung – 2005 - № 13 – S. 809 – 822.

ELECTRICAL PROPERTIES OF FROZEN ROCKS

S.A. Tikhonova, Sv.A. Tikhonova

Scientific advisors senior teacher N.A. Zabrodina, associate professor D.A. Terre

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The paper considers the location which is covered by permafrost. The site under the study is called Sandibinsk deposit. Such geophysical method as vertical electrical sounding was used to explore electric properties of frozen rocks in the site. The graphs of low temperature and electrical resistivity were produced on the basis of the received data. The further analysis comprises the comparison of the obtained graph with the same graph from the reference book.

The internal waters of Russia represent not only clusters of liquid water, but water in a solid state, forming the inland, mountain and underground glaciations. Underground glaciations areas are called cryolithozone.

Cryolithozone is the upper layer of the earth's crust, characterized by negative temperatures of rocks and the presence (or possible existence) of ground ice. It is composed of permafrost, ground ice and unfrozen-horizons of highly mineralized groundwater.

Permafrost region in Russia is about 11 million km², accounting for nearly 65% of the country's territory (Fig. 1).

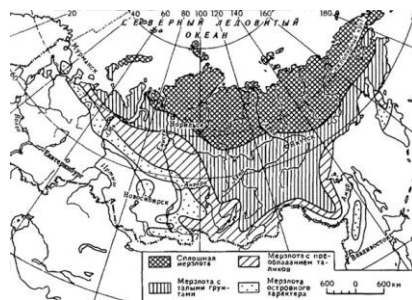


Fig. 1 Permafrost on the territory of Russia

The possibility to use geophysical methods for exploration of perennial permafrost is brought about due to the relationships existing between these characteristics and geophysical properties.

Both direct current electrical prospecting and low-frequency electromagnetic methods are commonly applied to determine the geotechnical characteristics of the permafrost. With respect to survey targets and measurement technique the methods of direct and low-frequency alternating current electrical prospecting are divided into electric profiling, vertical electrical sounding (VES) and well logging.

VES is used to detect the rock sequence in a section of horizontal and steeply dipping layers, their thickness and electrical resistivity (SER). SER is the basic electrical parameter which gives information on the composition, structure and state of frozen ground and ice. With VES it is possible to accomplish the following tasks:

- to distinguish layers of different lithology in a section and determine their occurrence elements;
- to detect vertical alternation of thawed and frozen soils as well as to define frozen soil thickness;
- to study changes in the composition, moisture (ice content), cryogenic temperature and texture of frozen soils in a vertical sequence.

SER of frozen water-saturated rocks with a low concentration of the pore solution dramatically increases with temperature decreasing up to the crystallization point of free water, i.e. when the spatial cryogenic crystallization structure is formed.

Frozen rocks SER can range from a few to 10⁶ Om • m according to the temperature, lithologic features, moisture and degree of pore solution mineralization.

If a rock contains only bound water, the resistivity gradually doubles or increases just threefold (low ice content) with the temperature decrease, and when all the pore water is tightly bound, the electrical resistivity of rocks remains practically unchanged during the transition to a negative temperature. Increasing salinity of pore water lowers the rock freezing temperature and its resistivity; this affects cryogenic structure type of freezing rocks and spatial distribution features of ice and unfrozen water, structure and composition of boundary zones, as well as ice inclusions [1].

The analysis considers the results of surveys carried out on one of the planned Sandybinskoye field well sites where drilling, thermometry and DC vertical electrical sounding were conducted. The section of the site reveals from two to four geoelectric layers which differentiate grounds varying in composition and occurrence.

The frozen rocks have a temperature close to zero, ranging from 0 to -4 °C. Electrical properties of frozen rocks which occur at this temperature range were given little consideration and the data presented in reference literature and scientific articles are too general and not specific.

The electrical properties of frozen loams that are most informative were subjected to a detailed analysis. Using the graph of the temperature distribution of the soil at various depths in a well section and resistivity data (results of VES), a set of resistivity versus temperature cross-plots for eight wells was produced. An averaged resistivity versus temperature curve for loams was compiled on the basis of the obtained plots. A trend line was imposed on the chart (Fig. 3). The resulting trend line was further compared with the scheduled resistivity versus temperature changes for loam, presented in “Recommendations for the application of geophysical methods to frozen soils” [2] and with the chart presented in the reference literature (Fig. 2) [3].

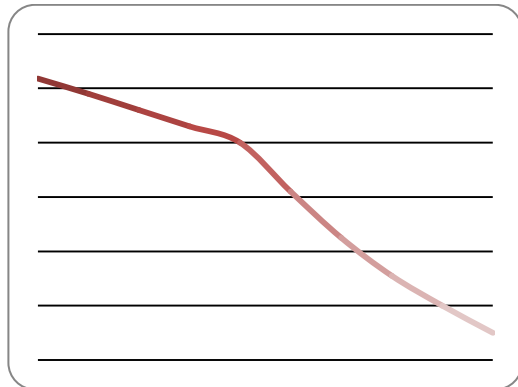


Fig. 2 Reference resistivity versus temperature cross-plot

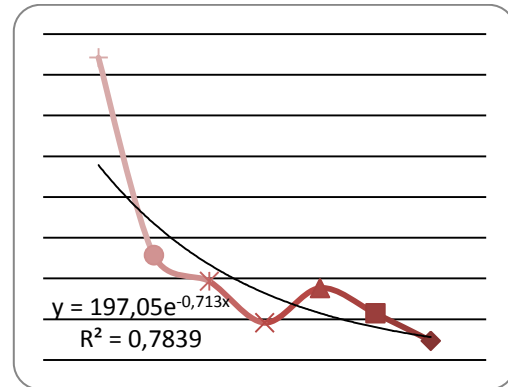


Fig. 3 Experimental resistivity versus temperature cross-plot

Finally, the comparison of the reference chart and the plot proposed as a result of the present analysis reveals their incomplete correspondence. These graphs coincide in shape within the sections which refer to temperature ranging from 0 to -2°C ; the shape of the graph in this segment is an exponent. Proceeding to $t = -4^{\circ}\text{C}$ the produced chart is also an exponent, while the corresponding section of the reference chart with the temperature $t = -2^{\circ}$ presents a straight line. The freezing point of free water is the temperature at which regular relationships between the resistivity and temperature change. The freezing point depends on the degree of salinity. The investigated site has an average salinity, and it is $0.1 - 0.083\text{ g/l}$. The proportion of free and bound water in loams has a great influence on the resistivity and the freezing point. The resistivity versus temperature graph, which was obtained in the described analysis, represents a graph which is intermediate in shape between the resistivity versus temperature cross-plot for ice of varying salinity and the resistivity versus temperature cross-plot for loams (Fig. 4).

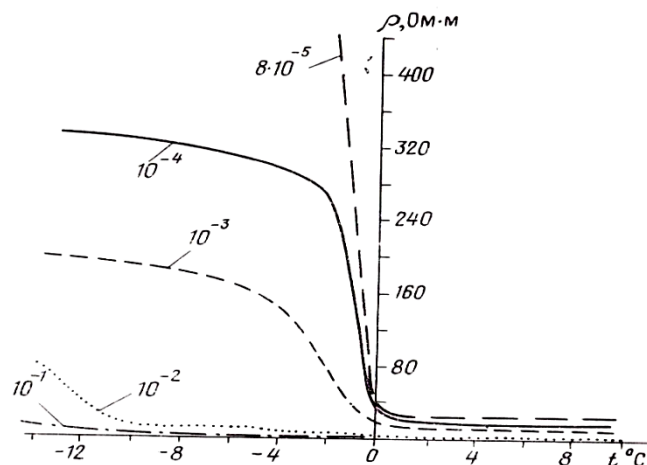


Fig. 4 Dependence of ice resistivity on KCl concentration and temperature (by A. Smirnov)

As a result of the work carried out in the investigation, resistivity versus temperature dependence within the temperature range of 0 to $(-3,5) \div (-4)^{\circ}\text{C}$, that varies according to an exponential law ($y = 197,05 \cdot e^{-0,713x}$) with mineralization 0.1 g/l , was obtained. By contrast, the similar chart from the reference literature changes exponentially within the segment that corresponds to the temperature reaching -2°C , and then it changes linearly. Evidently, this may be due to the peculiarities of free water freezing and changes in the proportions of water and ice inclusions in the pore waters. Resistivity values growth proceeds slower in the frozen loam soils with decreasing temperature, when they occur naturally in a sequence, compared with the process observed while taking measurements on samples in the laboratory.

References

1. Baulin Y.I., Bogolyubov A.N., Zykov Y.D. Recommendations for the application of geophysical methods to determine the geotechnical characteristics of frozen fine-grained soils. Moscow, Stroizdat, 1984. - 34 p.
2. Boyko S.A., Romanovsky V.E. Application of DC electrical prospecting methods in solving problems of permafrost and hydrogeological studies in the area of Baikal-Amur railway development / Permafrost research. MY. 19. M., 1980. - pp. 145 - 153.
3. Fedynskiy V.V. Physical properties of rocks and minerals (petrophysics). Geophysics directory. – Moscow: Nedra, 1976. – 527 p.

**THE APPLYING OF MATHEMATICAL MODELLING METHOD FOR CONTROL
OF THE CATALYTIC REFORMING INSTALLATION OF ACHINSK OIL-REFINING FACTORY**

I.V. Yakupova

Scientific advisor professor E.D. Ivanchina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays catalytic reforming is the one of the most important oil-refining processes. According to experience, optimal operation of a catalysis allows it to be used more effectively. Platinum catalysts, which is used in reforming, are very expensive, and in order to prolong the work period of the catalysts, it is necessary to research how effectively they are being used on oil-refining factories. The solution of this scientific task can only be performed by applying mathematical modelling.

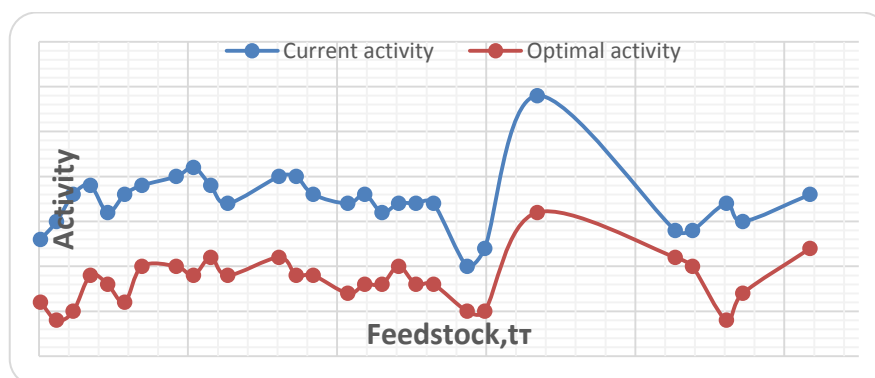


Fig. 1 The comparison of current and optimal activities of the catalyst

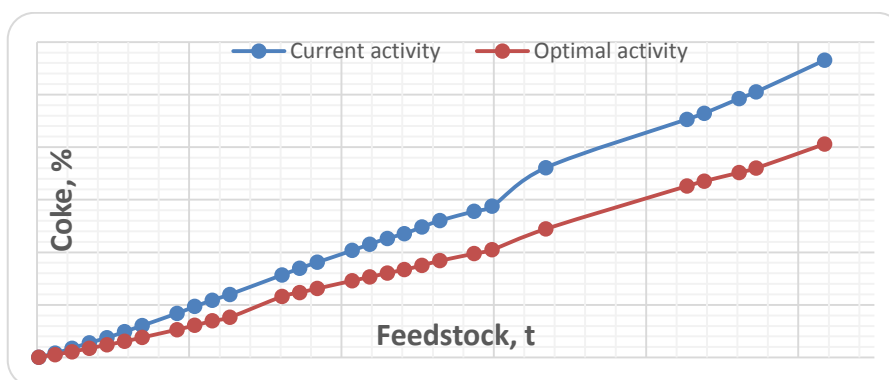


Fig. 2 The accumulation of coke

The goal of this is to determine the operating efficiency of the catalyst used at an oil-refining plant. To achieve this goal, the computer-based modeling system "Catalyst's Control" created at the Department of Chemical Technology of Fuel and Chemical Cybernetics was used. The system is based on the mathematical model of the benzene catalytic reforming, which takes both the physical and chemical mechanisms of hydrocarbon conversion reaction mixture as well as the catalyst deactivation into account. In assessing the effectiveness of the catalyst, the current and the optimal activity of the catalyst during its fifth work period were calculated using the program.

The results, which are shown on Figure 1, indicate that the amount of current activity during this work period is 0.8-0.85 points. However, a deviation from the optimal activity on 2.5 points in total can be observed. This deviation influences on the accumulation of coke (Fig. 2). For example, the total amount of coke in the catalysis is 34.92 % higher

than the one, which could be observed during optimal operation (Fig. 2). This conclusion can be proven by analyzing the output product. During the end of the work period, juddering changes was observed, and the output of the product is between 81 and 84.5 % mass.

Furthermore, computer model is able to take the reactivity of the individual components into account. This makes it possible to evaluate the performance of the industrial reformer adequately. The juddering changes of activity confirms changes in the composition of the feedstock in this work period, namely reduction of aromatic hydrocarbons for 19.12.12 and 09.01.13 (from 60.96 to 68.88).

Therefore, the calculations of the current and optimal activity of the catalysis were done, the degree of the composition feedstock influence was evaluated, and the impact of technological regimes was researched. Based on these calculations it is possible to conclude that:

1. The installation works relatively close to optimal. An insignificant deviation from the optimum current activity was observed at the end of the work period (0.4 points), which may be associated with a change in the feedstock composition.
2. The amount of coke used in the catalysis during the current activity is 34.92 % higher than the optimum value.
3. The output of product is in the range of from 81 to 84.5% mass.

PLATINUM–METAL MINERALIZATION OF THE WESTERN AND CENTRAL PARTS OF THE STANOVAYA METALLOGENIC ZONE (FAR EAST, RUSSIA)

D.V. Yusupov

Scientific advisors professor L.P. Rikhvanov, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Stanovaya metallogenic zone occurs along the southeastern margin of the Northern Asian Craton with a length of 1300 km and a width of ~250–300 km. The metallogenic zone is located in the eastern part of the Stanovoi megablock limited by the Stanovoi deep fault from the north and by the Mongol–Okhotsk deep fault from the south. A megablock surrounds the Aldan protomassif, represented by a folded–block or granite–greenstone area that underwent Mesozoic tectonomagmatic activation. The structure of the territory includes a number of blocks composed of Early Archean (Zverevsko–Chogarskii and Zeiskii Complexes) and Late Archean (Stanovoi and Gilyuiskii Complexes) metamorphic rocks. Intercratonic troughs are filled by formations of the Early Proterozoic Dzheltulakskii Complex represented by phyllite like, biotite, and twomicaschists, quartzites, metaconglomerates, and metaeffusive rocks [1].

Platinum mineralization of the Stanovaya metallogenic zone mainly belongs to the sulfide Pt–Cu–Ni formation [5]. It is genetically related to three basic–ultrabasic complexes of different ages: Archean–Proterozoic anorthosite, gabbro–anorthosite, and dunite–troctolite–gabbro; Paleozoic ultrabasic; and Early Cretaceous cortlandite–pyroxenite–gabbro complexes. In our opinion, at the modern level of study, four potentially platiniferous ore regions may be distinguished on the territory of the Stanovaya metallogenic zone: Kalarskii, Luchanskii, KunMan'enskii, and Dambukinskii (Fig.).

The Kalarskii platiniferous massif composed of anorthosite, gabbro–anorthosite, gabbro–norite, and gabbro is distinguished in the Kalarskii region. Its isotope age is estimated as 2.62 Ga [2]. The massif contains deposits and ore occurrences of platinumbearing titanomagnetite (Bol'shoi Seiim, Kuranakh) and copper–nickel (Bayukit and others) ores. Thus, the Kalarskii massif is promising not only for accompanying production of platinoids from titanomagnetite ores, but also for searching for PGE mineralization of the lowsulfide type similar to that discovered in the Chineiskii massif of Transbaikalia.

Two platiniferous intrusions of the dunite–troctolite–gabbro composition (the Luchanskii and Il'deusskii massifs) with small sizes (from tens to several hundred km²) occur in the Luchanskii region. The Luchanskii massif is composed of troctolite and olivine gabbro with stratalike segregations of melanocratic troctolite and plagioclase dunite intruded by dykes of gabbro–diabase, pegmatoid gabbro, pyroxenite, and peridotite. The Zeiskoe (Luchanskoe) copper–nickel ore occurrence is located in the northwestern part of the massif. It occurs in the apical part of the massif and is composed of olivine gabbro–norite with cortlandite and websterite layers. Seven sulfidebearing zones with a length up to 1 km and a thickness of 75–150 m are revealed there. Ore minerals are represented by pyrrhotite, pentlandite, chalcopyrite, violarite, and pyrite. Ores are epigenetic. The following PGE concentrations (ppm) were registered in bulk samples collected in 2012: Pt, 0.075–0.2; Pd, 0.069–0.1 (sulfidized pyroxenite); Pt, 0.006 (gabbro); Pt, 0.001–0.01; Pd, 0.05 (gabbro–norite); Pt, 0.001–0.01 (troctolite); Pt, up to 0.01 (sulfidized gabbro). The predicted resources of PGEs are 50 t by the P3 category.

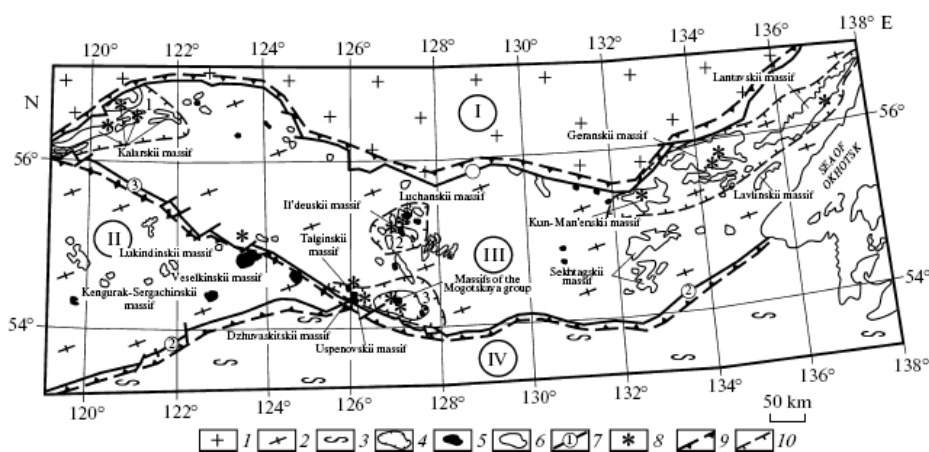


Fig. PGE ore occurrences in the Stanovaya metallogenic zone:

- (1) Aldan Shield; (2) Stanovoi megablock; (3) Mongol–Okhotsk folded area; (4) area of abundance of Early Cretaceous cortlandite–pyroxenite–gabbro small intrusions and dykes; (5) Early Proterozoic dunite–troctolite–gabbro intrusions; (6) Late Archean anorthosite and gabbro–anorthosite intrusions; (7) deep faults, numerals in circles: (I) Northern Stanovoi, (II) Mongol–Okhotsk, (III) Dzhaltulakskii; (8) PGE–copper–nickel ore occurrences; (9) contours of metallogenic zones, Rome numerals in circles: (I) Southern Yakutia, (II) Northern Baikal, (III) Stanovaya, (IV) Mongol–Okhotsk; (10) contours of platiniferous ore regions: (1) Kalarskii, (2) Luchanskii, (3) Dambukinskii, (4) Kun–Man’enskii.

The I'deusskii massif is composed of dunite, troctolite, and olivine gabbro of the I'deusskii Complex intruded by dykes of plagioclase peridotite, pyroxenite, and gabbro–norite. Syngenetic and hydrothermal types of sulfide copper–nickel mineralization are observed. Ore minerals include pyrrhotite, pentlandite, chalcopyrite, and pyrite. Bulk samples of gabbro–norite collected in 2012 contain 0.127–0.355 ppm Pd and 0.054–0.073 ppm Pt. The predicted resources of PGEs are 50 t. The predicted resources of PGEs by the P3 category are 25 t.

Basic–ultrabasic complexes perspective for gold and PGE mineralization are distinguished on the territory of the Dambukinskii ore region: Khani–Maiskii Complex of metamorphosed basic and ultrabasic rocks; peridotite–gabbro Ul'degitskii Complex and gabbro–pyroxenite–peridotite Dzhaltinskii Complex [3, 6].

The Khani–Maiskii Complex of metamorphosed basic and ultrabasic rocks includes the Maristyi massif composed of olivinite, peridotite, gabbro, pyroxenite, anorthosite, garnet plagioclase, and hornblende. Impregnation of pyrrhotite, chalcopyrite, and pentlandite is abundant in rocks. Atomic–absorption analysis of bulk samples collected in 2012 provided the following element concentrations (ppm): Pt, 0.08–0.55; Pd, 0.01–0.2; Ir, 0.02–0.1; Rh, 0.001–0.03; Ru, 0.01–0.05; Os, 0.007–0.2; Au, 0.1–0.56.

The Ul'degitskii peridotite–gabbro complex includes two wellstudied massifs: Talginskii and Uspenovskii. The Talginskii massif is composed of pyroxenite, serpentinized peridotite, gabbro, and gabbro–diorite. Mineralized zones with a thickness of 1–7 m containing impregnated and vein–nest sulfide platinumbearing copper–nickel ores of the Stillwater (Fedorovo–Panskii) and Shanuchskii (Norilsk, Monchegorsk) geological types are observed in ultra basic rocks. Spectral analyses provided the following element concentrations in 16 trench samples: Pd, 0.1–1 ppm; Cu, 0.1–0.52%; Ni, 0.05–0.4%; Co, 0.02–0.1%; Ag, 0.1–2.5 ppm. The inversion volt–amperometric analysis provided the following concentrations: Pd, 0.55–2.22; Pt, 0.09–0.45; Au, 0.09–0.32 ppm. The Uspenovskii massif is composed of pyroxenite, minor gabbro, gabbro–diorite, diorite, and peridotite. According to the data of atomic–absorption analysis (33 bulk samples), rocks contain Pt, up to 0.21 ppm; Pd, 0.21–0.67 ppm; Os, up to 0.013 ppm; Ir, up to ppm; Au, 0.07–0.75 ppm (gabbro, gabbro– amphibolite, pyroxenite with sulfides); Pt, 0.16–ppm; Pd, 0.03–0.25 ppm; Os, 0.011–0.2 ppm; Ir, 0.016–0.111 ppm; Au, up to 0.44 ppm (peridotite replaced by serpentine and talc with sulfides).

The Dzhaltinskii Complex contains the Mogotskaya group of small intrusions composed of cortlandite, hornblende, pyroxenite, peridotite, and gabbro with a group of ore occurrences (Nikelevoe, Strelka, Taehzka, and Alaska) with PGE–copper–nickel mineralization.

The Nikelevoe ore occurrence contains harzburgite, olivine and garnetbearing pyroxenite, gabbro, and gabbro–amphibolite with fragments of copper–nickel ore. As is evident from the atomic–absorption analysis, sulfidized ultrabasic rocks contain (ppm): Pt, 0.01–0.015; Pd, 0.02–0.075; Ru, 0.02–0.025 and copper–nickel ores contain (ppm): Pt, 1.38–8.29; Pd, 2.25–4.52; Ir, 0.01; Rh, 0.2–2.9; Ru, 0.08–0.1; Os, 0.01. The spectral analysis provided the following concentrations (%): Ni, 2.95–6.55; Cu, 0.25–2.88; Co, 0.13–0.24; Cr, 0.41–0.56. Sulfide minerals are represented by pyrrhotite, chalcopyrite, pyrite, and pentlandite.

The Strelka ore occurrence is represented by small (up to 0.1–5 km²) stocks, dykes, and sills of cortlandite, pyroxenite, and gabbro containing impregnated, nestimpregnated, and veinimpregnated pyrrhotite–chalcopyrite ores. Scintillation analysis provided the Pd concentration of 0.008–0.05 ppm and the presence of Pd–Os particles. The atomic emission and ICP spectrometry provided the following concentrations: Cu, up to 0.76%; Ni, up to 0.13%; Co, up to 0.08%; Ag, up to 4.8 ppm; Au, up to 0.019 ppm; Pt, 0.005–0.014 ppm; Pd, 0.006–0.08 ppm. The predicted resources by the P3 category are 25 600 (Cu), 12.8 (Pt), and 64 (Pd) t. The copper–nickel mineralization may have commercial interest only in the case of complex extraction of copper, nickel, cobalt, and noble metals [4].

The Taezhka ore occurrence is represented by small intrusions of pyroxenite, cordierite, and dunite intruding the Archean metamorphic complex. Densely impregnated, impregnated, and nest-impregnated pyrrhotite–chalcopyrite ores are distinguished. Atomic emission and ICP spectrometry provided the following concentrations: Ni, 0.02–0.065%; Cu, 0.119–0.503%; Co, 0.004–0.035%; Au, 0.15–0.41 ppm; Ag, 0.5–1.3 ppm; Pt, 0.15–0.18 ppm; Pd, 0.08–0.1 ppm. Pyrrhotite prevails among sulfides (up to 95–99%); there are small contents of chalcopyrite, pentlandite, and pyrite. The revealed copper–nickel ore occurrence requires additional study by bulldozer trenches through the valley of the Taezhka Brook and deep holes.

The Alaska ore occurrence is composed of peridotite and pyroxenite intruding the Archean metamorphic complex. Impregnated and vein-impregnated pyrrhotite–chalcopyrite ores were revealed in ultrabasic rocks. The following concentrations were obtained by the atomic-absorption analysis (ppm): Pd, up to 0.72; Pt, up to 0.14; Ru, up to 0.1; Au, up to 0.1.

Thus, the Stanovaya metallogenic zone (its western and central parts) is promising for discovery of various geological types of PGE mineralization on its territory, especially those related to widely abundant basic–ultrabasic massifs with impregnated, vein-impregnated, and massive sulfide mineralization. It is necessary to perform detailed investigations of numerous gold placers as well, in which dredging and hydraulic working allowed researchers to discover commercial concentrations of PGEs (native platinum, sperrylite, polyxen, etc.).

References

1. Geodynamics, magmatism, and metallogeny of Eastern Russia, Ed. by A.I. Khanchuk. – Vladivostok: Dalnauka, 2006.
2. Larin A. M., Kotov A. B., Salnikova E. B., et al., *Petrology* 14, 1 (2006).
3. Melnikov A. V., Moiseenko V. G., Stepanov V. A., and Mel'nikov V. D., *Dokl. Earth Sci.* 429A, 1501 (2009).
4. Melnikov A. V., Stepanov V. A., and Gvozdev V. I., *Vestn. AmGU* 37, 111 (2007).
5. Moiseenko V. G. and Stepanov V. A., *Dokl. Earth Sci.* 391, 631 (2003).
6. Stepanov V. A., Rogulina L. I., Melnikov A. V., and Yusupov D. V., *Zap. RMO*, No. 4, 31 (2006).

ENVIRONMENTAL CONDITION OF THE MZYMTA RIVER AFTER CONSTRUCTION AND EXPLOITATION OF OLYMPIC VENUES

E.V. Zippa

Scientific advisors professor V.V. Yankovskiy, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Sochi 2014 Olympic and Paralympic Winter Games has gone and due to this event world society has started to discuss the Games organization level, Games, in general, winners and losers as well. Eleven Olympic venues were built for Sochi 2014 Winter Games which, surely, have impact on the environment. One of the main problems concerning Games organization is the effect of such construction on the environment as well as method of its protection from ecological disasters and their prevention.

In our research, we have decided to make analysis of the resultant Olympic venues impact and in accordance with this several goals were set:

- To consider and explore the Mzymta river water composition during construction
- To explore the measures on prevention of Olympic venues' negative environmental impact
- To analyze the legislation adopted prior to the Sochi 2014 Winter Games.

Olympic venues construction is sited on two clusters: Coastal Cluster and Mountain Cluster. Mountain venues group is situated in the borders of Sochi National Park which is of federal value. Some of Olympic venues are located on two ski regions which are intended for commercial use. Venues territories include the habitats of flora and fauna species listed in the RF Red Book, being also part of environmental accounts area for Olympic venues.

Besides, the area of not less importance for Games facility is located in the Mzymta valley predominantly on the left riverside. There is Adler – Alpika-Servis Combined Road and Railway. It should be taken into account that Mzymta refers to the highest fishery ponds category, which ensures reproduction, feeding and wintering salmonids and trout farm development in the floodplain [6].

Construction of Combined Road and Railway led to some ecosystem transformation, namely, riverbed changing, deforestation on the left riverside, reduction and loss of habitats of rare and endangered plant species listed in the Red Book of the Russian Federation and the Red Book of the Krasnodar Region [1].

According to results of hydrochemical observations made by Federal Water Agency chemical state of the Mzymta waters totally has changed within 2007-2013. For example, the turbidity of the Mzymta suspended solids have significantly changed, as well as Fe, phenols and oil sometimes exceeds the values of MPC_{px} and SAE_{chem} adopted for fishery in ponds and rivers of the Black Sea basin, respectively.

Climate particularity of Olympic venues location region and their territories imposes many obligations for the Olympic facilities design. Project includes negative impact minimization measures for the environment, environmental monitoring, conducted at all stages of the construction, reclamation of land, relocation of rare animal and plant species, as well as a set of measures to support the biodiversity of Games region [1].

In accordance with this the Environmental Program “Sochi 2014” was developed supported by the Supervisory Board of ANO “Organizing Committee” Sochi 2014 “June 2, 2009 Environmental Strategy “Sochi 2014”. Environmental

Strategy "Sochi 2014" consists of four key directions: Games in Harmony with Nature; Games with Minimal Impact on Climate; Zero Waste Games; Enlightenment Games.

In general, Environmental Program is a set of environmental measures to support the XXII Olympic Winter Games and XI Paralympic Winter Games of 2014 in Sochi, provided by the previously approved and implemented programs. The Environmental Program takes into account the experience in the field of environmental protection and sustainable development gained during the arrangements of the Games in Vancouver (2010) and London (2012).

Together with Environmental Program the "green" standards system is applied for saving unique nature during Olympic venue construction carried out in accordance with requirements of BREAM standard [4].

Simultaneously, the federal laws were developed. The Federal Law of 01.12.2007 N 310 "On the organization of the XXII Olympic Winter Games and XI Paralympic Winter Games of 2014 in Sochi, the Development of Sochi as a mountain resort and Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation". This federal law regulates the relations resulting from organization and holding of the XXII Olympic Winter Games and XI Paralympic Winter Games of 2014 in Sochi and development of Sochi as a mountain resort [2].

The Federal Law of 30.10.2007 N 238 -FZ "On the State Corporation involved in Construction of Olympic Venues and Development of Sochi as a mountain resort" was adopted. In accordance with Article 1 of this law the legal status, organizational principles, objectives and activities of creation, order of management activities, reorganization and liquidation of the order of the State Corporation on Construction of Olympic Venues and Development of Sochi as a mountain resort were established [3].

Having analyzed regulatory support in the field of environmental support construction in the resort areas, we can conclude that there is some inconsistency of the Russian legislation regulating the activities in the resort areas and protected natural areas. In particular, the program for the development of Sochi as a mountain resort ignores the requirements of the Federal Law "On Specially Protected Natural Areas" (1995). For example, according to Article 13 the function of national parks consists in preserving natural systems, rather than vice versa. Article 15 of the Act prohibits any activity that could do harm to natural complexes of flora and fauna and contradicts to the aims and objectives of the National Park [4].

The XXII Olympic Winter Games and the XI Paralympic Winter Games 2014 in Sochi will leave its imprint in sports and socio-economic history, and will, surely, have an impact on the environment. Meeting the requirements of "green" standards and the development of new legal acts provide maximum reduction of the negative impact of the Olympic facilities on the environment. In this respect, the XXII Olympic Winter Games and the XI Paralympic Winter Games 2014 in Sochi Games can become the act of environmental education for similar future construction.

References

1. Conservation program of animals rare and endangered species and plants in the Sochi National Park and the Caucasian State Nature Biosphere Reserve named H. Shaposhnikov in the implementation of the Olympic venues construction program.
2. The Federal Law of 01.12.2007 N 310 On the organization of the XXII Olympic Winter Games and XI Paralympic Winter Games of 2014 in Sochi, the Development of Sochi as a mountain resort and Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation.
3. The Federal Law of 30.10.2007 N 238 -FZ On the State Corporation involved in Construction of Olympic Venues and Development of Sochi as a mountain resort.
4. Vega A. Ecological and economic regulation development in the construction of facilities in the resort areas: Dissertation author's abstract on scientific degree of candidate of economic sciences. - Moscow, 2010.
5. Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation [Internet resource] – Retrieved from: URL:www.mnr.gov.ru/greenstandarts/ (access date 28.02.2014)
6. The Organizing Committee's attachment to the principles of sustainable development is set out in its core documents [Internet resource] – Retrieved from: UPL:www.sochi2014.com/ (access date 28.02.2014)

THE CAUSES OF HIGH SOIL RADIOACTIVITY IN CHINESE PROVINCE GUANGDONG

A.N. Zlobina

Scientific advisors professor L.P. Rikhvanov, associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

There are several provinces on the globe that have high content of natural radioactive elements in soil. The examples are soils of Poços de Caldas province of Minas Gerais State in Brazil, that of Newe Island as well as soil in the South-Chinese Province Guangdong (Eisenbud, 1997 et al).

The character of soil radioactivity varies from pure radioactive ($U > Th$, which is typical for soil of Newe Island) to mixed uranium-thorium ($Th/U > 2.5-5$) and thorium ($Th/U > 5$, as it is in the soil of Guangdong Province). For the latter it has been suggested that its radioactivity is explained by the presence of monocyte.

As a reason for the formation of high natural radioactive concentrations in soil can serve, first of all, elevated concentrations of these elements in primary parent rocks and various geologic processes leading to accumulation of radioactive elements, for example, insolation processes of uranium accumulation as well as anthropogenic contamination with radioactive components in vicinity of mining factories (Rikhvanov, 2009).

The purpose of the given work is to study the causes of high soil radioactivity in the South-Chinese Guangdong Province. The preliminary gamma-spectrometric soil analysis (soil samples weighting 238 g) has shown that they are characterized by thorium radioactive nature ($Th-190$ Bq/kg; U (in terms of Ra) -120 Bq/kg; $K-150$ Bq/kg).

The operational soil research by the instrumental neutron activation analysis in the Nuclear Geochemical Laboratory of the Geoecology and Geochemistry Department (made by A.F. Sudyko, an analyst) has revealed that the content of Th in soil amounts 43.6 g/t, but U-9.2 g/t). Particular attention is drawn by its high concentration in the rare earth soil (Σ TR = 134.5 g/t), particularly Ce and Nd. Low content of Ca, Fe, Na and high content of U, Th as well as rare earth elements suggests that the original substrate for soil formation was potassium granite which is proved by the presence of silica relics and K-feldspar in soil.

For further research the separation of silt-loam fraction of the given soil was performed. Its portion amounted 37.4 % of the total sample weight.

Sand soil fraction (of > 0,01mm in size) was subjected to the classic sieve analysis. By the fraction of > 2 mm in size is accounted for 21% and it is presented in the form of quartz intergrowth and feldspar. It has been excluded from further chemical and mineralogical study. The portion of heavy minerals as a part of sand fraction amounted 0.2%, that is 0.05 % of the total soil volume. The heavy fraction was separated into magnetic, weakly magnetic and unmagnetic fractions by means of superpowerful Sm-Nd (samarium – neodymium) magnet.

Further mineralogical analysis of those fractions was made with the use of optical (binocular microscope) and electron-microscopic (electron microscope Hitachi S-3400N) research methods. Isolated grain soil fractures were tested for the presence of radioactive, rare-earth and a number of other elements by the instrumental neutron activation method (Fig.1). The data analysis showed that maximum accumulation of radioactive elements was found in fraction – 0.04 and clay fraction. In addition, maximum accumulation of U was revealed in the fine sand fraction (22.7 g/t), but Th – in the clay fraction (110.4 g/t). Thorium-uranium relationship in them varies from 4.3 to 9 respectively. In fine sand (<0.04) and clay (<0.01) fractions there was maximum accumulation of rare-earth, Ta and a number of other elements.

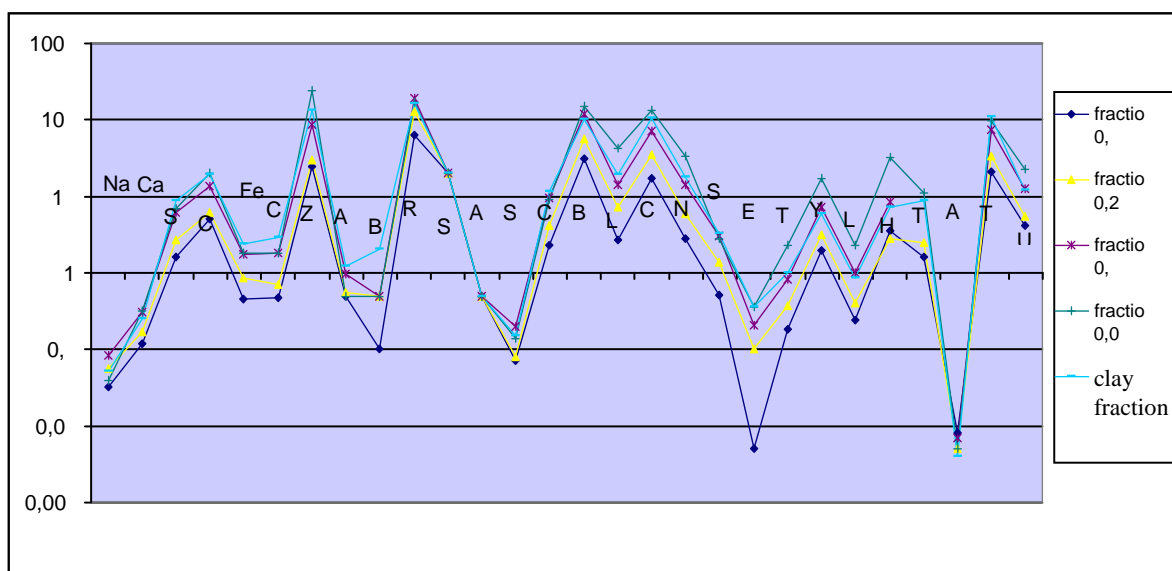


Fig. 1 The elemental composition of soil Guangdong Province by the instrumental neutron activation analysis

Therefore, silt-loam soil fraction was subjected to further more detailed study. Its chemical analysis showed that 81.45 % was conditioned by the presence of Si and Al oxides with the ratio $SiO_2: Al_2O_3 = 1.5$. Whereas the content of Fe oxides accounts for 3.63 %. The content of alkaline elements was low and equaled 1.34 %, besides, 1.3% was accounted for by K_2O .

The content of organic hydrogen in soil was low, only 0.14 %. Of its total amount 24.6 % was accounted for by fulvic acid hydrogen.

The research of mineral composition of silt-loam fraction by the X-ray structure analysis has shown that kaolinite dominates in it ($Al_2[OH_4]Si_2O_5$), there are great deal of hydrargillite ($Al[OH]_3$), chlorite and quartz as well as insignificant admixtures of mica, K-feldspar, illite-chloritic aggregates, and hematite.

In view of the results of the optical and electron-microscopic research in heavy fraction it was stated that clay particles crooked with fine mixture of hydrargillite and adhesions of hematite predominate in it. In these aggregates the unclear mineral phase is visible. In terms of its composition it represents neodymium and iron oxides (Fe-47.9%, Nd-13.6%, O-35.3%). In some cases the grains of thorium-containing zircon (Th up to 2.2%), cassiterite are noticeable.

In the clay fraction were identified phosphates heavy and light rare earths, monazite, torit and rare earth cerium phase with thorium. The most common minerals are iron and titanium oxides, copper and zinc compounds (such as brass), zircon and barite. Also present are silver gray trace minerals may sulphide silver (not possible to accurately diagnose) micromineral formation bismuth and sulfur dioxide, zirconium (baddeleid), copper-nickel compound.

The leaching of uranium was conducted using various solvents (ammonium carbonate, nitric acid, water) to determine the location of forms. A series of experiments with the addition of hydrogen peroxide to ammonium carbonate at various stages of leaching to identify the nature of the compounds extracted uranium. The samples were examined on

the analyzer Fluorat 02-Panorama. The results of experiments on the extraction of uranium are shown on the graph (Fig. 2).

The first curve on the graph shows that in the resulting 6 boiled with water (H₂O) was removed not more than 0.24 g/ton uranium. Leaching with the addition of nitric acid (HNO₃) was more effective (0.91 g/t). The ammonium carbonate (5% solution of (NH₄)₂CO₃) needs a solution, especially hexavalent uranium. To remove the tetravalent uranium requires its pre-oxidation, which was carried out by adding a small amount of hydrogen peroxide (H₂O₂), which was carried out at different stages of leaching. The third line shows low extraction of uranium (0.9 g/t), which was conducted only with pure solution of ammonium carbonate. On the 4th curve it can be observed that after three boiling with a solution of ammonia was added to a solution of hydrogen peroxide, which significantly increased the percentage of leaching. With the addition of hydrogen peroxide from the beginning of boiling (curve 5) are as a result of boiling 1 was recovered 1.12 g/ton uranium. The most effective was leached in this manner (1.5 g/t).

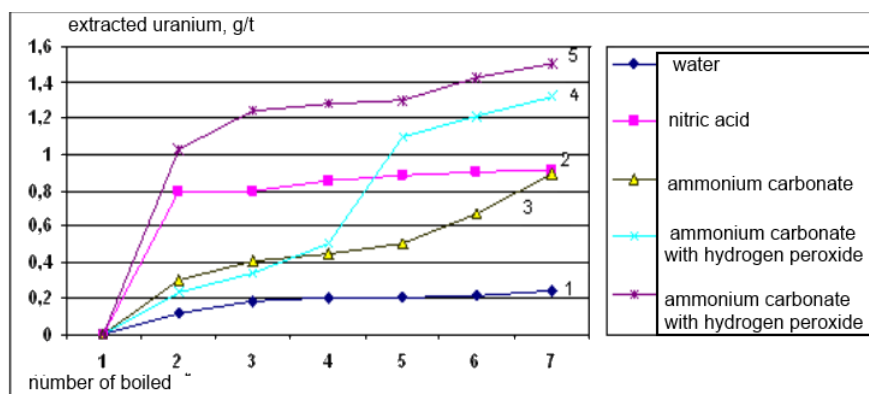


Fig. 2 Graph of leaching of uranium from the clay fraction

In summary, these experiments on leaching of uranium from clay fraction showed that the uranium is highly soluble compounds, and part of a close relationship with the clay component in the form of isomorphous impurity in accessory minerals.

As a current hypothesis it can be suggested that in our case we are dealing with the sorption concentration mechanism of U, Th, rare-earth elements on kaolinite- gibbsite soil aggregate. In this case it is not ruled out that proper rare-earth nanominerals are formed on this catalytic barrier that can explain the presence of iron - neodymium phase in them. The high natural radioactivity of soils Chinese province of Guangdong is associated with a high content of radioactive elements in the predominantly fine clay fraction.

The elevated concentration of radioactive and rare-earth elements in the studied soil is likely to be characterized as "ionic" ore type occurring in the territory of China.

In the course of the work performed it was stated that highly radioactive soil of China had been formed due to deep chemical weathering of highly radioactive potassium granites. High uranium and thorium contents in them are conditioned by specific conditions of weathering crust formation and subsequent pedogenesis. According to Hiroshige Morishima a.e. (2000) high dose loads for a man are formed in the development fields of such rock types.

Reference

1. Eizenbud M., Geselit. Environmental Radioactivity from Natural – Industrials and Military sources. – San. Diego – London – Boston – New York – Tokio – Toronto, Academic Press, 1997. – 639 p.
2. Rikhvanov L.P. Radioactive elements in the environment and the radioecological problems: Manual. – Tomsk, 2009. – 428 p.
3. Morishima H., Koga T., Tatsumi K. a.e. Dose Measurement, Its Distribution and Individual External Dose Assessments of Inhabitants in the High Background Radiation Areas in China./J. Radiat. Res., 41: Suppl. – 2000. - pp. 9–23.
4. MacDonald G. Shanghai & Southern China Including Hong Kong. - 2009. - 176 p.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	
Чубик П.С. ТПУ – крупный научно-образовательный центр: вчера, сегодня, завтра	26
Сонькин М.А. Мегапроекты ТПУ.....	34
Дмитриев А.Ю. Институт природных ресурсов – современный научно-учебный центр с вековыми традициями.....	36
Мазуров А.К. Каньш Имантаевич Сатпаев – выдающийся геолог современности.....	38
Рихванов Л.П., Язиков Е.Г. К 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова, основоположника научных исследований по рудным полезным ископаемым в ТПУ и создателя кафедры месторождений полезных ископаемых в ТПУ.....	42
Секция 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Росляк А.Т. Современные технологии добычи углеводородов	44
Антонов С.М. Моделирование процесса фильтрации гелированной кислоты в карбонатной породе	45
Багнюков А.Э. Исследование межфазного натяжения модельных нефтяных систем растворов асфальтенов	48
Басалаева А.Ш., Гусева С.М. Перспективные методы повышения нефтеотдачи пластов	49
Борисов Д.С. Подготовка продукции Среднетюньгского газоконденсатного месторождения (Республика Саха Якутия)).....	51
Бородич И.В. Оценка продуктивности и анализ неопределенностей при расчете дебита горизонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта	53
Васильев А.С. Анализ возможностей применения метода динамического рассеяния света для оценки стабильности некоторых компонентов бурового раствора	55
Васильева А.М. Определение равновесных условий гидратообразования на примере газоконденсатного месторождения Отрадинское.....	57
Вафин Р.Ф., Хасанова Р.А., Куклина Е.Т. Эффективность водоизоляционной технологии на залежи №31 бобринского горизонта Ромашкинского месторождения нефти	60
Волков П.В. Горизонтальная насосная установка на Приобском месторождении	62
Ву Тхун Нган Методы анализа взаимовлияния скважин с помощью аппарата математической статистики и специализированных программных продуктов.....	65
Гаврилов К.С. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления скважин газовых и газоконденсатных месторождений	67
Гараев Г.Т. Перспективы нанотехнологий при добыче нефти.....	70
Гесь Г.А. Изучение влияния спиртов на процесс агрегации асфальтенов.....	72
Горшков А.М., Ву Зуи Кхань Сравнительный анализ возможностей оптических методов в изучении начала агрегации нефтяных асфальтенов	74
Горшков А.М. Исследование влияния диспергирующей присадки на устойчивость нефтяных асфальтенов в модельной системе	76
Горшков А.М., Филонов В.В. Сравнительный анализ возможностей оптических методов в изучении начала агрегации нефтяных асфальтенов	79
Дозморов П.С., Скрипкин А.Г. Разработка программно-аппаратного комплекса для проведения фильтрационных экспериментов с образцами горных пород	81
Дозморов П.С., Решетько А.А. Определение площади поверхности частиц при анализе гранулометрического состава методами седиментации и микроскопии	83
Донг Ван Хоанг Повышение эффективности работы газлифтных скважин на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам).....	84
Евдокимова А.С. Влияние усиления системы заводнения на эффективность разработки при использовании площадных систем	86
Иванов В.В., Суворов А.О., Черемных Е.В. Метод направленной разгрузки пласта	88
Кайшибаева Д.К. ИК-спектроскопическое изучение химической структуры асфальтенов из нефтей разных типов	89
Калафат О.С. Применение кратковременного периодического режима работы установок электроцентробежных насосов на скважинах горшковской площади Приобского месторождения	92
Канчар Е.Ф., Везничев Р.А. Обоснование коэффициента удержания для гидродинамического моделирования процесса циклического заводнения	94
Карпова Е.Г. Трудности при создании гидродинамических моделей пластов и возможные пути их решения	95
Колдырев Ю.Ю. Разработка шельфовых месторождений с использованием технологии бурения скважин с большим отходом забоя от вертикали	96

Костадинов Н.К. Реанимация низкодебитных и бездействующих скважин путем резки боковых и горизонтальных стволов с помощью колтюбинговых установок	99
Крайнов А.И. Исследование эффективности деэмульгатора водонефтяных эмульсий реологическими методами.....	100
Ладыгин А.Н., Дворецкас Р.В. К вопросу проектирования однотрубной системы сбора многофазной продукции нефтедобывающих скважин	101
Лукьянов И.С. Влияние состава и температуры на реологические свойства нефтей	103
Максютин А.В., Поступов А.В., Хусаинов Р.Р. Актуальные проблемы рационального природопользования при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов.....	105
Мартикян М.Г. Исследование кинетической устойчивости асфальтеносодержащих дисперсных систем...	107
Масаков Г.С. Ситовый метод гранулометрического анализа	109
Мостокалов К.А. Газовое месторождение Ormen Lange	111
Наймушин А.Г., Нгуен Куинь Хуи Метод оценки извлекаемых запасов нефтяных месторождений на основе интегрированной системы феноменологических моделей с переменными параметрами	112
Николайченко А.С., Коновалова Л.Н., Полтавская М.Д. Приведение режима работы скважины к единому штуцеру	115
Пашенко А.П. Метод оптической микроскопии в исследовании эффективности деэмульгатора водонефтяных эмульсий	117
Пестерев А.В., Тупицин Е.В., Мезенцев Д.Н., Аноп А.А. Лабораторные исследования эффективности применения гелеобразующих составов на моделях пласта	119
Романова Е.В. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований нефтяных пластов в условиях нормальной эксплуатации скважин.....	121
Руфин Е.Г. Механические способы удаления АСПО из скважины.....	123
Степико А.В. Исследование вытеснения вязкой жидкости в ячейке Хеле-Шоу.....	125
Султанова Д.А., Хусаинов Р.Р. Оценка динамики снижения скорости коррозии по анализу поляризационных кривых	126
Таскин Н.О. Специфика неустойчивого вытеснения пластовой нефти в процессе заводнения.....	128
Трухина О.С., Фахрtdинова Г.М. Эффективность применения площадных систем заводнения с использованием горизонтальных скважин.....	131
Фам Минь Кыонг Особенности гидродинамических исследований на скважинах после гидроразрыва.....	132
Фан Чан Хай Лонг Анализ режимов работы газлифтного фонда скважин и методов повышения эффективности работы газлифтных скважин на морских месторождениях Вьетнама	135
Чан Тхань Нам Адаптация технологии покомпонентной закачки гелеобразующего состава для северного блока месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам)	138
Чан Нгуен Лонг Метод оценки технологической эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и скважин на основе интегрированных систем моделей характеристик вытеснения..	140
Шостак Н.А. Факторы, влияющие на рост гидратов природных и нефтяных газов.....	142
Щербаков А.А., Турбаков М.С. К определению параметров успешности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов месторождений Пермского прикамья	144

Секция 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 1: ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Ерофеев В.И. Современные процессы нефте- и газопереработки.....	147
Almeroth P., Männel D., Jahn M., Reschetilowski W. Investigation of CeO ₂ -Doping on γ -Al ₂ O ₃ -Supported Pt Catalysts for Partial Oxidation on Ethanol to Syngas.....	151
Anders M., Busse O., Reschetilowski W. Influence of CO ₂ -Feed on Hydrocracking of vegetable Oil using Bifunctional Micro – Mesoporous Composite Materials.....	152
Ануфриев Р.В., Волкова Г.И. Структурно-механические свойства нефтьсодержащих систем в области критических температур фазовых переходов.....	153
Ануфриев Р.В., Лазоренко О.С., Волкова Г.И. Влияние условий ультразвуковой обработки на вязкостно-температурные свойства нефтей.....	155
Афанасьев К.Ю. Вариант утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях.....	157
Бестужева Д.В., Власова Н.В., Задорожная Е.И. Применение нефтеполимерных смол в качестве пленкообразующих для получения лакокрасочных материалов.....	159
Khaydarov V., Borovinskaya E., Reschetilowski W. Experimental Investigations and CFD – Modeling of the Saponification Reaction in Microreactor and in tubular Reactor.....	161
Бочкарева О. В. Добыча, подготовка нефти и технологические потери.....	162
Вольнкина А.Н., Восмеринова Л.Н. Ароматизация пропана на элементоалюмосиликатных катализаторах структурного типа ZSM-5.....	164
Däumer D., Seifert M., Reschetilowski W. Durability Improvement of ETH-Catalyst H-ZSM-5 by Combining Experimental and Computational Methods.....	166
Жакашев А.Ш. Переработка сжиженного нефтяного газа в ароматические углеводороды на модифицированных цеолитсодержащих катализаторах.....	167

Канашевич Д.А., Величина Л.М., Восмериков А.В. Конверсия н-октана на цеолите семейства пентасил. Корнеев Д. С. Термические превращения тяжелых нефтяных систем и оценка структурных изменений их высокомолекулярных компонентов методом ПМР.....	169
Костриков Г.С. Каталитическая переработка тяжелых компонентов нефти на цеолитных катализаторах...	171
Кошевара А.Н., Храмцова Ю.А. Эпоксидирование нефтеполимерных смол на основе фракции C ₉	173
Кривцова К.Б., Очердько А.Н. Влияние удельной энергии на процесс очистки метанола от сероводорода.....	175
Кухленкова Н.О., Троян А.А. Разработка новых агентов для сшивки полиолефиновых кабельных композиций, устойчивых в агрессивных средах.....	177
Neumann M., Reschetilowski W., Knop-Gericke A., Teschner D., Wochner P., Armbrüster M. Surface Investigations of Intermetallic InPd under Methanol steam Reforming Conditions.....	178
Seifert M., Däumer D., Reschetilowski W. Durability Improvement of ETH-Catalyst H-ZSM-5 by Acid Treatment.....	180
Старцева К.С., Петрова И.В. Эпоксидирование нефтеполимерных смол на основе алифатической C ₅ и широкой фракций углеводородов.....	181
Степанов А.А., Коробицына Л.Л. Ароматизация метана в неокислительных условиях на Mo/ZSM-5 катализаторах.....	182
Та Куанг Кыонг, Русаков Д.А. Исследование зависимости физико-механических свойств полидициклопентадиена от температуры полимеризации.....	184
Татаркина А.И., Хомяков И.С. Исследование влияния модифицирующей добавки бинарных систем оксидов Sn (III) и Bi (III) на каталитическую активность цеолитных катализаторов в процессе конверсии прямогонных бензинов в высокооктановые компоненты.....	186
Хамленко А.А., Старовойт М.В. Исследование процессов отверждения нефтеполимерных смол методом ИК-спектроскопии.....	188
Хасанов В.В., Мигачева Д.С. Исследование влияния гетерополисоединений состава Ni-Mo-P на каталитическую активность цеолитов.....	190
Хасанов В.В. Конверсия углеводородов C ₂ -C ₄ в арены на цеолитсодержащих катализаторах с применением добавок гетерополисоединений состава W-P-Co.....	192
Хомяков И.С., Татаркина А.И. Исследование процесса облагораживания прямогонных бензиновых фракций газового конденсата на цеолитах типа MFI, модифицированных гетерополисоединениями.....	194
Усманов Г.Ш., Грязнов П.И., Иванов В.Т. Асфальтеновые сульфокатиониты на основе нефтяных асфальтенов как адсорбенты металлов из водных растворов.....	196
Чухлеб Д.М., Хомяков И.С., Богданкова Л.А. Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые компоненты бензина на цеолитных катализаторах, модифицированных сульфидами никеля и хрома.....	198
Чухлеб Д.М., Хомяков И.С., Богданкова Л.А. Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые компоненты бензина на цеолитных катализаторах, модифицированных сульфидами никеля и хрома.....	200

Подсекция 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Базарова Ж.Б. Адсорбция красителя метилового фиолетового на торфе в динамическом режиме.....	203
Белинская Н.С., Силко Г.Ю., Киселева С.В. Компьютерная моделирующая система процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив.....	205
Вдовушкина Н.С. Параметрическая чувствительность одно- и двухколонной схемы ректификации нефти	207
Платонов В.В., Волков М.А. Пути повышения эффективности использования ресурса Pt-катализатора дегидрирования при снижении кратности циркуляции водородсодержащего газа.....	209
Гизатуллина С.Н. Моделирование процесса разделения водонефтяной эмульсии при промышленной подготовке нефти.....	210
Данг Нян Тхонг, Нгуен Мань Хиеу Диагностика причин отклонений в работе промышленных установок каталитического риформинга с помощью компьютерного моделирования.....	212
Житникович А.Ю. Моделирование процессов предварительного сброса воды на установке подготовки нефти.....	214
Фай Дай Зыонг Моделирование процесса получения синтетического жидкого топлива.....	216
Корнеев Д.С. Термические превращения тяжелых нефтяных систем и оценка структурных изменений их высокомолекулярных компонентов методом ПМР.....	218
Кривоносова А.Г., Карпов Ю.О. Термические превращения высокомолекулярных компонентов гудрона Новокуйбышевского НПЗ.....	220
Майлин М.В. Оптимизация процесса производства товарных бензинов методом математического моделирования.....	222
Машина В.В. Моделирование оптимального режима получения товарного продукта процесса цеоформинга.....	224
Новосельцева Е.А., Ким С.Ф. Анализ эффективности технологии промышленной подготовки нефти.....	226
Печенов Е.Е. Исследование модельных смесей нефтезагрязненного грунта.....	228
Писарев М.О., Долганов И.М., Бешагина Е.В. Математическое моделирование процесса низкотемпературной сепарации газа с учетом динамики месторождения.....	229
Сахневич Б.В., Киргина М.В. Применение моделирующей системы для расчета детонационных и физико-химических свойств автомобильных топлив.....	231

Семенцова М.А. Исследование влияния температуры на окисляемость смазочно-охлаждающих жидкостей.....	233
Смольянова Ю.А., Сидоров В.А. Анализ работы катализатора установки риформинга Л-35-11/1000 ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» методом математического моделирования.....	235
Хлебникова Е.С., Беккер А.В., Белинская Н.С. Численные исследования процесса алкилирования бензола этиленом.....	237
Худавердиева Э.Я. Ж.Б. Базарова Моделирование промышленной подготовки нефти с учетом влияния состава сырья.....	239
Чузлов В.А. Повышение эффективности работы установки каталитической изомеризации пентангексановой фракции с использованием комплексной математической модели «HYSYS-IZOMER».....	241
Широкова М.С. Анализ эффективности замены катализатора риформинга на установке Л-35/11-1000 ОНПЗ методом математического моделирования.....	243
Ядревская Н.Н., Лоскутова Ю.В. Вязкостно-температурные характеристики нефтегазоконденсатных смесей.....	245
Якупова И.В. Применение метода математического моделирования при мониторинге промышленной установки каталитического риформинга бензинов Ачинского НПЗ.....	247

Подсекция 3. ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Алексенко И.А. Влияние основных параметров процесса на скорость разрушения титана под действием переменного тока в растворах хлорида натрия.....	249
Ботянова И.В. Исследование кинетики процесса электрохимического окисления кадмия на переменном токе в растворе хлорид аммония.....	251
Вахрамеева Н.В. Получение таблетированного сорбента из вторичного сырья.....	252
Виноградов Н.В. Распределение углерода в поверхностном слое минералов (на примере лидита).....	254
Головнина И.В. Получение водостойкого магнезиального вяжущего на основе природного сырья.....	256
Гондарев А.А. Влияние концентрации ацетата натрия на окисление кадмия под действием переменного тока.....	258
Ежов А.М. Обогащение железной руды Бакчарского железорудного месторождения методом сухой магнитной сепарации.....	259
Ешпанова Г.Т., Муханова А.А., Загайнов В.Г. Этапы развития технологий переработки минерального сырья.....	261
Загороднев Р.А., Иванова А.А. Исследование возможности выщелачивания карбонатных марганцевых руд.....	263
Капустина И.С. Оперативный контроль генетических и технологических параметров угля с помощью инфракрасной спектроскопии при ведении разведочных работ.....	265
Королев И.А., Витченко С.В. Предпроектная разработка технологии обогащения каменных углей с применением математического моделирования.....	266
Мосолков А.Ю., Сапрыкин Ф.Е. Особенности свойств нанопорошка серебра, полученного электроимпульсным методом.....	268
Муханова А.А., Турысбеков Д.К., Тусупбаев Н.К. Применение модифицированного бутилового ксантогената при флотации полиметаллических руд.....	269
Нгуен Мань Хиеу. Исследование процесса термического разложения органических веществ в производстве активированного угля из рисовой шелухи во Вьетнаме.....	271
Пакриева Е.Г., Оськина Ю.А. Способы концентрирования платины и рения при определении их содержания в минеральном сырье.....	273
Соколова А.Д., Стрельцова А.А. Исследование физико-механических характеристик хвостов обогащения руд Бом-Горхонского месторождения.....	276
Соколова В.А., Шабаева А.А. Сухая магнитная сепарация золошлаковых продуктов сгорания углей Кузнецкого бассейна.....	277
Тимофеева Е.В. Получение водостойкого магнезиального вяжущего на основе техногенного сырья.....	279
Усольцева Н.В. Влияние условий карбонизации продукта неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия на его фазовый состав.....	280
Усольцева Н.В. Неравновесное электрохимическое окисление меди и алюминия в растворе карбоната натрия.....	283
Шевченко А.А. Получение гранулированного сорбента методом экструзии.....	285

Секция 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Алиев Ф.Р. Анализ результатов исследования влияний физико-механических свойств горных пород на эффективность работы различных типов породоразрушающих инструментов.....	288
Андреев В.В. Особенности эффективного применения ингибиторов коррозии при бурении.....	290
Анисимов А.В., Елихин А.В. Обзор способов определения частоты вращения породоразрушающего инструмента при сооружении скважины.....	292

Арбузов Е.С. Эффективность бурения с управляемым давлением с технологией MPD.....	295
Барадиев Ч.Ц., Минаев К.М. Опыт применения органобентонита в бурении.....	297
Барышников А.А. Анализ причин прихватов и современные способы их предупреждения и ликвидации..	298
Бубнов А.С., Бойко И.А., Барышев И.Н. Лабораторные исследования в области приготовления	301
облегченного тампонажного цемента с применением вермикулита вспученного.....	
Бузанов К.В. Применение растворов на углеводородной основе как решение проблем устойчивости	303
аргиллитов и растворения солей при бурении скважин на Верхнечонском месторождении.....	
Бузанов К.В., Синебрюхов Г.Г. Разработка технологии борьбы с катастрофическими поглощениями при	305
бурении под кондуктор на Дулисьминском НГКМ на основе применения продувки скважин	
газообразным рабочим агентом.....	
Васенин С.С. Анализ процесса довинчивания и нормальных напряжений в резьбовых соединениях	307
буровых штанг при действии крутящего момента и ударных нагрузок.....	
Куиет Ву Хыу Биополимерный буровой раствор «ИКАРБ» для вскрытия и освоения продуктивных	309
пластов.....	
Минаев К.М., Горбенко В.М. Разработка легких тампонажных материалов на основе вермикулита.....	312
Гребенников А.А. Влияние конструктивных особенностей промывочных устройств на эффективность	314
работы шарошечных долот и лотастных долот, оснащенных резцами PDC.....	
Дашин Э.В. Анализ технологии бурения горизонтальных участков скважины на Ванкорском нефтяном	317
месторождении с целью разработки рекомендаций по использованию современных роторно-	
управляемых систем.....	
Девушкин Н.А., Сичковский И.Т. Состояние и перспективы развития наклонно-направленного и	320
горизонтального бурения в палеозойских отложениях на месторождениях Томской области.....	
Ермак О.Н. Анализ области рационального использования телеметрических систем с различным	322
каналом связи «забой-устье».....	
Жижина С.О., Харитонов А.Д. Технологические жидкости для изоляции зон поглощения бурового раствора.....	326
Минаев К.М., Захаров А.С., Мартынова Д.О., Князев А.С. Исследование свойств буровых растворов	328
модифицированных глиоксалем.....	
Карпенко М.О. Применение «обсадной колонны жидкой» (ОКЖ) в процессе строительства скважины....	331
Ковешников А.А. Современные способы борьбы с осложнениями при бурении нефтяных и газовых	333
скважин: ликвидация прихватов бурового инструмента с применением разглинизирующего реагента РР..	
Коломийцев А.В. Усовершенствованная технология углубления скважин в условиях гибкого	335
регулирования дифференциального давления в системе «скважина-пласт».....	
Куделькин М.В. Экономическая эффективность применения системы буровых растворов «ЭКТА-СИЛ»..	337
Кузнецов А.В., Епихин А.В. Анализ способов определения осевой нагрузки на породоразрушающий	340
инструмент в процессе бурения.....	
Куликов П.В. Некоторые вопросы кустового бурения теплоэффективных скважин для нужд	344
теплоснабжения 6 корпуса ППУ.....	
Лесин В.С., Рычков Е.И. Исследование трения в анизотропных породах.....	346
Мацко А.В. Увеличение долговечности уплотнительного элемента герметизатора устья колтюбинговой	348
установки.....	
Мезенцев Д.Н. Лабораторные исследования эффективности технологий глушения скважин с контролем	350
поглощения жидкости.....	
Мишунина А.С. Разработка технологии утилизации жидких отходов бурения нефтяных и газовых	352
скважин с получением бактериальных удобрений для сельского хозяйства.....	
Минаев К.М., Новосельцев Д.И., Байбулатов А.А., Яновский В.А., Андропов М.О. Исследование	354
свойств обратных эмульсий на базе новых эмульгаторов.....	
Pandey S.K., Erikin A.V. Simulation of drilling process in oil & gas.....	356
Пахлян И.А. Исследование технологии вакуумного пневмотранспорта в процессах приготовления	358
тампонажных растворов.....	
Першин С.В., Епихин А.В. Анализ способов оценки расхода промывочной жидкости на забое скважины	360
в процессе бурения.....	
Пустовалов А.Л. Бурение с динамичным управлением давления.....	363
Рустамов Р.Г. Повышение износостойкости наддолотных калибраторов.....	366
Сагитов Р.Р., Минаев К.М., Мартынова Д.О., Куликов П.В., ВIKANов А.А. Исследование состава глин	368
сибирского региона методом инфракрасной спектроскопии на примере сырья используемого заводами	
Томской области, как возможного материала для нужд бурения скважин на нефть и газ.....	
Селезнев А.В., Татаринцев А.А. Совершенствование конструктивно-режимных параметров дегазации	371
бурового раствора с целью повышения качества его очистки.....	
Солодкин А.Д., Епихин А.В. Зависимость эффективности разрушения горной породы бурением от	373
комбинации выбранных параметров режима.....	
Танаков Д.С., Ли В.В. Исследование влияния физико-механических свойств горных пород на величину	376
механической скорости при различных сочетаниях параметров режима бурения и механизмах	
разрушения горных пород.....	
Фатеев А.В., Слепокуров А.А. Исследования преимуществ во взаимодействии PDC–долота с грунтом....	380
Харченко Д.А. Применение инновационной буровой установки УРАЛМАШ 6000/400 ЭК-БМЧ	381

(«АРКТИКА») в условиях крайнего севера.....	
Хачатурян А.М. Модернизация оборудования и усовершенствование технологии приготовления тампонажных растворов.....	383
Цынтарюк А.И. Опыт строительства многоствольных скважин с использованием системы направленного бурения и колтюбингового комплекса.....	385
Чэн Чэнь, Цинъюй Пин Исследование влияния буровых растворов на механическую скорость.....	388
Шишкина Е.О., Петенев П.Г. Разработка гидроактивных систем долот для разрушения твердых горных пород.....	390

Секция 15. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Анчиков В.П., Морев А.А., Мамонтов А.П. Исследование влияние исходной температуры при криогенной обработке твердого сплава на его свойства методом термо-ЭДС.....	392
Башаров К.А., Морев А.А., Карепина Е.Е. Создание базы данных «Современные буровые установки для геологоразведочных скважин».....	394
Зубрилин М.И., Бондарчук И.Б. Повышение эффективности ориентирования отклонителей при направленном бурении геологоразведочных скважин на алмазных месторождениях Якутии.....	396
Ковалев А.В., Исаев Е.Д., Алиев Ф.Р., Яцкив А.А., Якушев Д.А. Методика проведения экспериментов на лабораторном стенде при исследовании процессов шароструйного бурения.....	398
Исаев Е.Д. Исследование процессов шароструйного бурения с помощью высокоскоростной видеосъемки.....	401
Ковалев А.В., Яцкив А.А., Исаев Е.Д., Симон А.А. Исследование влияния технологических режимов на эффективность шароструйного бурения.....	405
Ковалев А.В., Симон А.А., Яцкив А.А., Исаев Е.Д. Исследование влияния геометрических параметров шароструйно-эжекторных буровых снарядов на эффективность их работы.....	408
Ковалев А.В., Якушев Д.А. Анализ технических средств для шароструйного бурения с целью выбора перспективных направлений для проведения опытно-конструкторских работ.....	412
Колмаков Я.Е. Капелюшников Матвей Алкумович - изобретатель 1-го турбобура (к 100-летию со дня окончания ТТИ (ТПУ)).....	414
Кычкин Д.Э. Инновационные пути совершенствования породоразрушающих инструментов для колонкового бурения с продувкой сжатым воздухом в осложненных условиях.....	417
Петров А.С. Методика поиска оптимальных параметров режима бурения.....	419
Попова М.С. Особенности оснащения алмазного породоразрушающего инструмента синтетическими монокристаллами с повышенной прочностью и термостойкостью.....	421
Прокопенко М.С. Построение 3D-модели однослойной алмазной коронки.....	422
Пятышев А.В. Методы гидродинамической декольматации скважин и интенсификации процесса подземного выщелачивания урана.....	424
Тян Е.В. Практический опыт создания компьютерной системы управления буровым станком «ИНСАБ». Второй этап. Бурение в автоматическом режиме. Первые результаты.....	426
Цехмейструк Е.О., Гранин Б.Г. Использование низкопотенциальной тепловой энергии земли для теплоснабжения зданий с применением многоствольного бурения (на примере корпуса №6 ТПУ).....	428

Секция 16. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Лукьянов В.Г. Направления развития горного дела в третьем тысячелетии.....	431
Абдыкадыров А.М., Ражабов А.Ж. Моделирование процесса разработки месторождений нерудных полезных ископаемых с использованием геоинформационных технологий.....	432
Акбанбетова Д.Е., Садыкова М.А. Влияние трещин на прочность образцов в лабораторных исследованиях.....	433
Ахмет Д.М., Кенесов А.С. Определение коэффициента трещиноватости горных пород для условий рудника «Ушкатын-3».....	435
Васенин С.С. Анализ процесса довинчивания и нормальных напряжений в резьбовых соединениях буровых штанг при действии крутящего момента и ударных нагрузок.....	437
Гапий А.В., Ожигин Д.С. Обоснование параметров борта разреза в районе выходов угольных пластов под наносы.....	439
Гарифуллин Р.Р. Анализ результатов съемки трещиноватости на Камаганском месторождении с использованием методов математической статистики.....	441
Донг Ван Хоанг., Давыдова А.Е. Конструкции плунжерных газлифтов.....	442
Зверева Е.В. Прогнозирование зон, опасных по газодинамическим явлениям, на основе структурно-тектонического строения пласта аб для условий шахтного поля рудника Соликамского калийного рудоуправления-3 ОАО Уралкалий.....	444
Изофатенко А.В. Проведение буровзрывных работ при прокладке трубопроводов.....	446
Калиногорский А.Н. Исследование минерального состава конвертерных магниезных шлаков для.....	447

формирования износостойчивого гарнисажа на футеровке агрегата.....	
Кузнецов И.В. Исследование и оценка энергоэффективности современных машин ударного действия.....	449
Леонович С.Н., Саруев А.Л. Расчет напряжений в резьбовых соединениях штанг при вращательно-ударном бурении подземных скважин малого диаметра.....	451
Масловский А.Н. Влияния минерального состава пород и геолого-структурных особенностей массива на показатели буровзрывных работ с прямыми врубами.....	453
Манасбаева А.К., Ибадуллаева А.С. Съёмка естественной трещиноватости горных пород на контуре выработки.....	455
Николаев А.В., Мифтахов Т.Р. Способ повышения интенсификации теплообмена в шахтных калориферных установках.....	457
Ожигин Д.С., Гапий А.В. Инструментальный маркшейдерско - геодезический контроль состояния устойчивости карьерных откосов.....	458
Панова Н.В. Влияние осевых нагрузок на грузоподъемность и долговечность подшипников установленных в радиально-упорной подшипниковой опоре высоконагруженных роторов осевых вентиляторов.....	460
Плотников Д.С. Технологические способы управления качеством углей с повышенным содержанием ЕРН.....	462
Рашид Ж.Б., Жаксылыкбай Н.Б. Исследование глубины зоны трещиноватости в законтурной части массива.....	464
Романов В.А. Исследование режимов работы приводов шахтного самоходного вагона ВС-30.....	466
Русский Е.Ю. Анализ путей повышения надежности при модернизации тоннельных вентиляторов ВОМД-24.....	469
Седнев Д.Ю. Направление совершенствования систем разработок нефтешахт Ярегского месторождения..	470
Седнев Д.Ю., Кривошеков С.Н. О возможности применения частичной теплоизоляции горных выработок уклонных блоков нефтешахт Ярегского месторождения для повышения энергоэффективности процесса добычи.....	472
Усманов А.Р. Анализ результатов инструментальных наблюдений на Сибайском месторождении.....	475
Федин Д.В. Способ регулирования энергии импульса гидроимпульсного механизма станка при геолого-разведочном бурении скважин из подземных горных выработок.....	476
Цыганкова М.В. Моделирование гидроимпульсной системы буровых установок в безразмерных параметрах.....	479
Чернухин Р.В. Выбор компоновочных схем размещения энергосилового устройства геолода.....	481
Шубина Е.А. Проблемные вопросы расчёта газовыделения в выемочный участок с учётом геомеханических и газодинамических процессов, и методы их решения.....	483
Яценко И.Г., Лучкова С.В. Комплексный анализ взаимосвязи физико-химических характеристик нефтей и пластовой микрофлоры.....	484

Секция 17. СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

Крец В.Г. Приводы для запорной арматуры газонефтепроводов.....	487
Багрянцев С.В. Исследование особенностей режимов эксплуатации замковых соединений обсадных труб типа VAM.....	488
Базаров А.С. Мобильное устройство для получения сорбента на основе торфа, для удаления разливов нефти и нефтепродуктов.....	490
Васенин С.С. Причины выхода из строя сухих газодинамических уплотнений валов центробежных компрессоров и способы их решения.....	492
Донг Ван Хоанг, Давыдова А.Е. Конструкции плунжерных газлифтов.....	494
Донг Ван Хоанг, Давыдова А.Е. Конструкции временных дорог для трубопроводного строительства.....	496
Зарубин А.Г., Сивцев И.С. Мониторинг состояния процесса транспорта газа на газотранспортном предприятии с использованием карт Шухарта.....	497
Зарубин А.Г., Тюлькин Л.Х. Статистический критерий изменения гидравлического режима на участке нефтепровода.....	499
Зарубин А.Г., Носова О.В., Николаев Е.В. Статистический анализ параметров работы установки стабилизации газового конденсата на газоконденсатном месторождении.....	501
Мурадов Э.Э., Синько С.Ю. Сооружение трубопроводов в условиях многолетне мерзлых грунтов.....	504
Сабулов В.А. Контроль коррозионного растрескивания металла труб магистральных газопроводов.....	505
Сухов А.А. Мобильный комплекс для механизации спускоподъёмных операций при капитальном и текущем ремонте скважин.....	507
Чухарева Н.В., Булгакова О.Л., Рожкова Д.С., Хадкевич И.А. Применение воздушно-сухого и термообработанного торфа при сорбции и утилизации аварийного разлива товарной нефти Нюрольского месторождения на водной поверхности.....	508

Секция 18. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

Антропова Л.Б., Бугаёв А.В., Грузин А.В. Определение влажности грунтов оснований резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов с помощью галогенного анализатора влагосодержания.....	511
Валиев М.Р. Современные способы очистки полости резервуаров вертикальных стальных от донных отложений.....	513
Евдокимова Я. Ю. Перспективный способ прокладки нефтепровода на болоте.....	515
Евдокимов В.С., Стативкин А.П., Николаев В.С. Исследование динамики температурного режима грунта вокруг опытно-промышленного образца термостабилизатора грунта опор нефтегазопроводов и объектов северного строительства.....	517
Карзанов Д.Г. Оптимизация работ по расширению и калибровке скважин, сооружаемых горизонтально-направленным бурением, при помощи расширителя переменного диаметра.....	518
Комлев И.М., Чаплин И.Е. Современные методы повышения пропускной способности трубопроводного транспорта.....	521
Комлев И.М., Чаплин И.Е. Влияние наводороживания на механические свойства металла трубопроводов	523
Комлев И.М., Чаплин И.Е. Современные технологии предотвращения и удаления асфально-смолистых и парафинистых отложений из трубопроводов	524
Майкова А.М., Оздоев К.А. Анализ работы нефтепроводов в сейсмически активных регионах	525
Паймухин А. Б. Оценка влияния нефтепроводов на мерзлый неустойчивый грунт.....	527
Першин К.Н. Исследование структуры и физических свойств полиэтиленового газопровода после продолжительного использования.....	528
Перфильев Н.А., Бородина Т.В. Применение механизированных способов сварки магистральных нефтепроводов.....	530
Работин И.Р. Ультразвуковая дефектоскопия на этапах строительства эксплуатации и ремонта магистральных нефтегазопроводов.....	532
Самохин Е.Г. Анализ автоматических методов сварки применяемых для сварки неповоротных стыков магистральных нефтегазопроводов.....	533
Самохин Е.Г. Полимерные эластичные резервуары.....	535
Се М. К., Самохин Е.Г. Эластичные вакуумные вкладыши ЭлВР для наземных вертикальных стальных резервуаров и подземных горизонтальных резервуаров на АЗС.....	536
Синюгин А.А., Ядыкин А.С. Оптимизация моделирования спирального бандажа в ANSYS.....	537
Титов И.И. Реконструкция схемы ГРС с использованием трубодетандера.....	539
Усольцев С.А. Восстановление изношенных поверхностей валов центробежных насосов с помощью наплавки.....	541
Усольцев С.А. Сравнительный анализ уплотняющих затворов плавающих крыш резервуаров.....	542
Фаерман В. А., Черемнов А. Г. Перспективы применения частотно-временного корреляционного анализа для поиска утечек в нефтепроводах методом акустической эмиссии.....	544
Чепрасов А.Е. Перспективные методы ремонта магистральных нефтегазопроводов.....	546

Секция 19. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА

Бархатов А.Ф. Разработка программного комплекса для формирования оптимального плана перекачки...	550
Самигуллин В.Д., Сироткин И.Е. Транспорт парафинистых нефтей с использованием депрессорных и ингибирующих присадок, влияние на напряженно-деформируемое состояние участка нефтепровода.....	551
Тишкина Е.В. Расчет нефтесборного коллектора с коррозионным дефектом в программной среде ANSYS.....	553
Терентьев Д.А., Фатьянов Д.С. Моделирование участка нефтепровода при наличии коррозионного дефекта на наружной поверхности.....	555
Момунов Д.У., Чухарев М.Ю. Исследование напряженно-деформированного состояния участка трубопровода в осложненных условиях.....	557
Калиногорский А.Н. Исследование минерального состава конвертерных магниезиальных шлаков для формирования износостойчивого гарнисажа на футеровке агрегата.....	559
Баклушин Т.Ю., Евтушенко М.А. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального трубопровода «Северный поток».....	561
Чернявский Д.Ю., Тардашкин В.П. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода на примере участка Александровское-Анжеро-Судженск.....	563
Бурков П.В., Ключ О.В., Шатров А.Г. Исследование напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов, проложенных в условиях вечной мерзлоты.....	565
Перемитин Е.Е. Схемное и компоновочное решение приёмо-раздаточного устройства с функцией размыва донных отложений резервуаров.....	567
Марков А.О., Буховский М.А. Моделирование сварного соединения.....	569
Кнауб С.А. Исследование состояния участка магистрального газопровода Парабель – Кузбасс.....	571
Malozemov A.V. Multiphase flow modeling of oil-water flux.....	573

Майкова А.М., Оздоев К.А. Анализ работы нефтепроводов в сейсмически активных регионах.....	575
Белых И.С., Гвоздырев Е.Ю. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния полиэтиленового газопровода с учетом образования трещины.....	577
Шефер Я.Е., Тихонова Т.В. Моделирование ручейковой коррозии дренажной линии V-210	578
Афанасьев Р.Г. Компьютерное моделирование НДС участка газопровода с абразивным износом дна вследствие наличия в потоке механических примесей.....	580
Яковлева К.А. Внутритрубная диагностика и дефектоскопический контроль магистральных нефтепроводов.....	582
Ажамов М.М., Литвинов С.И. Анализ ручейковой коррозии полости трубопровода.....	583
Архипова Е.Н., Коваленко М.Н. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния полиэтиленового газопровода с учетом образования трещины.....	585
Балахонцев М.В., Лаптев Д.А. Исследование напряженно-деформированного состояния подводного перехода на реке Панинский Еган МН «Александровское - Анжеро-Судженск».....	587
Бурькина С.С., Вашурин Э.А. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода «НПЗ-Парабель», подвергнутого коррозионному повреждению.....	588
Кравченко А.В., Найманбаев Ф.Ж. Конечно-элементная модель бестраншейной прокладки трубопровода	590
Гавриляк И.И., Муксунова М.Г. Определение напряженно-деформированного состояния участка трубопровода (трубы), находящегося под воздействием внутреннего давления, с учетом возникновения в трубе ручейковой коррозии в процессе её эксплуатации.....	592
Егоров А.С., Журба В.С. Технология замораживания грунта при проведении ремонтных работ на нефтепроводе в условиях болот.....	594
Конан Э.С., Семенов К.С. Компьютерное моделирование процесса стресс-коррозионного разрушения участка трубопровода.....	596
Салахутдинов М.Х., Нестеров А.Е. Оценка усталостной долговечности трубопровода, используемого для проведения барообработки высоковязких нефтей с использованием пакета конечно элементного анализа ANSYS.....	598
Ваганов А.Ю., Фомин Е.О., Грузин А.В. Изготовление моделей анкеров для обеспечения устойчивости объектов нефтегазовой отрасли.....	600
Коновалова А.Д., Бугаев А.В., Грузин А.В. Исследование особенностей уплотнения грунтов оснований при сооружении резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.....	602
Урустемов Н.Н. Влияние типа грунта на изменение напряженно-деформированного состояния стенки трубопровода.....	604
Быковский В.Е., Михайлова Э.Н. Напряженно-деформированное состояние газопроводов при балластировке в условиях крайнего севера.....	606
Голубева К.А., Лукьянчикова А.О. Моделирование дефекта кольцевого сварного шва магистрального трубопровода на примере нефтепровода «Куйбышев-Унеча-Мозырь – 1».....	608
Корниенко Р.Д., Чунарев Е.Ю. Модель участка трубопровода со сплошной коррозией.....	609
Куделин Н.С., Дедеев П.О. Численное моделирование тепловых процессов в стенке трубопровода.....	611
Льонг Тху Хьонг, Мадракова М.Н. Исследование напряженно-деформированного состояния подводного перехода через реку Чигас км. 418 «Александровское-Анжеро-Судженск».....	613
Маркаускас Ф.Ю. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния сварного шва на участке магистрального газопровода.....	615
Макаренко П.С. Моделирование напряженно-деформированного состояния лопаток газотурбинных установок.....	617
Нимаева Н.В. Расчет трубопровода с ручейковой коррозией для водовода высокого давления в программной среде ANSYS.....	619
До Тхи Тху Хиен, Калмыкова К.Г. Исследование напряженно-деформированного состояния сварного шва на участке магистрального газопровода в условиях осадка слабосвязанных грунтов.....	620
Лам Бик Хонг, Алёшкина А.А. Исследование состояния днища резервуаров вертикальных стальных	622
Рыбалко П.Н., Прибытков П.А. Исследование напряженно-деформированного состояния днища резервуара с коррозионным поражением.....	624
Кисаева Ю.С., Медникова М.И. Коррозионный износ трубопровода.....	625
Кузнецов А.В., Шамурадов А.О. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов в мерзлом грунте на сильно обводненных участках трассы.....	627
Файль Т.А. Исследование стресс-коррозионного разрушения участка трубопровода.....	629
Тафинцев Д.С., Прудников Е.С. Анализ напряженно-деформированного состояния железнодорожной цистерны 15-689.....	630

Секция 20. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

Вазим А.А. Налоги с населения превысили поступления от ресурсных налогов: новая модель российской	633
---	-----

экономики или низкие цены на нефть?.....	
Абдиманапова А.Б. Щебельников А.А., Экономическая целесообразность применения аппаратуры каротажа нейтронного деления (КНД-М) на рудниках скважинного подземного выщелачивания.....	635
Адактилиду А.Я. Уран и драгоценные камни в Греции.....	636
Ахмадеев К.Н. Основные фонды нефтегазовой компании как главные ресурсы эффективности производства.....	638
Баев Р.М. Экономический потенциал добычи сланцевой нефти.....	639
Бурькин А.Ю., Шарф И.В. Финансово-экономические методы стимулирования нефтедобычи.....	640
Бухарина В.Е. Проблема государственного регулирования нефтегазового сектора в России.....	643
Вдовкина М.Б. Анализ развития нефтегазовой отрасли России и сибирского федерального округа.....	645
Герасимович Г.К. Шарф И.В. Бюджетная доходность при реализации схемы взимания экспортных пошлин «60-66-90».....	647
Гуреев С.Э. Некоторые особенности эффективной деятельности предприятия нефтегазовой отрасли.....	649
Дашиев Э.В. Рациональное применение буровых установок как способ повышения эффективности строительства нефтяных скважин.....	651
Дуда К., Цибульникова М.Р. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа в Томской области.....	654
Дудко А.А. Проблемы финансирования геологоразведочных работ в РФ.....	657
Жирова Е.И., Зубаха Е.Н. Зависимость экономики Объединенных Арабских Эмиратов от нефтегазового сектора.....	659
Камынина Л.А. Особенности стимулирования и мотивации сотрудников компаний нефтяной и газовой отрасли России.....	660
Ким М.Л. Этапы применения современных программных продуктов в работе экономических служб ОАО «Газпром Нефть».....	663
Клочкова А.С. Влияние экспорта нефти и газа в страны азиатско-тихоокеанского региона на развитие восточной Сибири.....	666
Козырев И.Н. Применение сферических резервуаров системы fuel-easy для транспортировки жидкого топлива в районах Томской области.....	667
Колесник Д.В. Сланцевая нефть как альтернативный энергоресурс.....	669
Коновалова К.А., Носова М.А. Налог на добычу полезных ископаемых.....	670
Косов В.Б. Определение понятия «малый инновационный бизнес».....	672
Кутыкова М.В. Проблемы определения стоимости ликвидации нефтепромысловых объектов на этапе инвестиционного проектирования.....	673
Кутыкова М.В. Экономический механизм формирования целевого ликвидационного фонда для лицензионных нефтяных месторождений.....	676
Луцко А.О. Анализ эффективного использования попутного нефтяного газа.....	678
Мамедов Р.А. экономический эффект доразведки оленьего месторождения.....	680
Мамедов Р.А. Анализ экономической рентабельности выполнения программы КРС на скважинах поддержания пластового давления.....	681
Никонов Ю.А. Особенности финансовых отношений между ОАО «РОСНЕФТЬ» и китайской компанией «CNPC».....	684
Огарков А.О. Оптимальный вариант страхования скважин.....	685
Панина Т.Ю. Использование комплексной оценки при определении экономической эффективности разработки россыпных месторождений.....	690
Попов В.В., Вазим А.А. Применение коэффициентов масштаба производства для формулы ленца при оценке капитальных вложений в объекты подготовки газа.....	692
Рожкова Д.С., Хадкевич И.А. Потенциал использования торфяных ресурсов Томской области в сфере ликвидации аварийных разливов нефти.....	694
Ростовщикова А.А. Негосударственные пенсионные фонды в России.....	695
Рябов С.Ю. Экономика и экологические проблемы разработки месторождений Арктики.....	697
Салата Д.В. Экологический деликт.....	699
Сапунков Н.С. Проблемы согласования проектной деятельности международных нефтегазовых компаний с российскими подрядчиками при совместной реализации проектов на территории РФ.....	701
Селезнев Е.В. Финансово-экономические аспекты развития мини-НПЗ на нефтегазовых месторождениях в условиях вступления в силу технического регламента таможенного союза «о требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС 013/2011).....	703
Сёмочкина Н.В. Экономическая оценка эффективности бурения горизонтальных скважин.....	705
Сёмочкина Н.В. Совершенствование системы оплаты труда и мотивации персонала в ООО «Мегионское управление буровых работ».....	707
Сизов А. В. Супервайзинг как метод повышения входного контроля качества работ, услуг.....	709
Сизов С.В. анализ развития строительной отрасли в условиях вступления России в ВТО.....	710
Тараненко А.А. Эффект от внедрения природоохранных мероприятий в деятельность нефтегазового предприятия (на примере НК «РОСНЕФТЬ»).....	712
Туреханов Р.К. Холдинговые компании в нефтегазовом секторе.....	715

Хрячков Ю.Г. Проблемные моменты при формировании сметной стоимости строительства объектов нефтегазовой отрасли.....	721
Чистякова И.С. Утилизация попутного нефтяного газа в России: проблемы и перспективы.....	722
Чистякова И.С. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики.....	723
Щекач Е.В. Новые игроки нефтяного рынка.....	725
Энгельбрехт-Зенкина З.В. Проблемы энергосбережения и кластеры в метропольрегионе Рейн-Неккар.....	726

Section 21. GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

Askanakova O.Yu. Conditions of quartz veins formation on the quartz hill site (Yakutia)	732
Bekker A.V., Khlebnikova E.S. Die Modellierung der Mischerarbeit der Anlage von Alkylierungdes Benzols mit Äthylen.....	734
Berezikova J.S. Schwermetalleninhalt in Sohlenuflandungen von Fluss Uschaika	736
Chisamov I.A. Kathodischer Korrosionsschutz Erdverlegter Rohrleitungen	737
Chubarov D.L., Bondarenko V.V. Research of magnetic anomaly nature in the area of TPU training ground for geological internships	739
Dedeyev P.O., Gorohov A.A. Computation of stressedly-deformed sectors of a pipeline in the process of laying on the seabed.....	741
Deriglazova M.A. Biogeochemical indicators of human organism ash residue of some Russian cities	744
Dzhabiyev O.A. Regularities of spatial distribution of uranium and radium on the Inkay field (Republic of Kazakhstan).....	745
Fedyuk R.S. Geotechnical studies of Vladivostok hills for construction purposes	746
Galushkina D.N., Vasilyeva M.M. Using of composite nanoscale materials based on aluminum oxide for wastewater treatment of uranium	748
Ganina S.I. Technogene und Mineralische Teilchenarten in den Festen Schneeproben in der Ziegelwerksnahe (Tomsk).....	749
Gisatullina S.N. Modellierung des Trennungsprozesses der Wassererdölemulsion in einem Drehstrom-Trenntank.....	751
Gorbenko V.M., Gorbenko M.V. Thermodynamic properties of propellants for gas generators used in oil and gas industry.....	753
Gorbenko V.M., Minaev K.M. Lightweight vermiculite-containing grouting mortar	754
Karnaukhova O.M. Magmatic rocks of Nikolayev hill (Environs of the Krasnoyarsk city)	755
Khamitov O.B. Drilling support centre in Bashneft oil company	757
Khlupin Y.V., Menshov P.V. Complex processing of ash and slag materials	759
Kudelin N.S., Ubaidulayev T.A., Burkov P.V. The study of local failure test results for pipelines repaired using various technologies	761
Kuvshinova E.V. Hydrogeological conditions of exploitation of coal mine "Shestaki"	763
Kuzmina O.N., Oitseva T.A. Features of material composition of jasperoids gold-bearing of East Kazakhstan ...	764
Levina O.O. Geochemical conditions of natural water on the left bank of the river Tom within Tomsk area	766
Luzenko A.S. Verbesserung des Verfahrensplans in der Produktion von Synthetischer Salzsäure	769
Mishunina A.S., Gorbenko V.M. Disposal of hazardous drilling waste	770
Monkam Monkam Legrand C. Experimental modeling of the flow of oil-water emulsion with polymers additives.....	772
Moskalenko A.V., Tretyakov A.N., Makarevich T.G. Composite nanobiosorbent as a promising material for aquatic environment treatment from radionuclides	775
Nurmakanova A.E., Salishcheva A.A., Chudinova A.A. Development of kinetic model of benzene alkylation with propylene process using quantum chemical approach	777
Pangina M.V., Yemelyanova N.V. Modifikation der Erdölpolymerenharze mit Erhöhtem Gehalt von Zyklopentadien	779
Pyatyshev A.V. High-Tech-Bohrungen	781
Polikanova S.A. Fluoride in snow water from industrial district of Krasnoyarsk city	782
Ponomareva A.V. Study of the rock composition of phosphorite deposit in Karatausskom basin (Republic of Kazakhstan)	783
Pudova E.S. Die Vergleichende Analyse der Methoden der Eingenschätzung des Personals	785
Razva O.S. An index of crystallinity identification of quartzites by x-ray diffraction	787
Rozhkova D.S., Khadkevich I.A., Bulgakova O.L. Ability of peat sorbent to remove oil spills from the water surface.....	788
Sabulow W.S. Die Diagnostik der Spannungskorrosion an den Erdgasfernleitungen im Laufe des Dauerbetriebs	790
Sakhnevitch B.V. Increasing the efficiency of trade gasoline blending process using computer modeling system.	792
Samigullin V.D., Sirotkin I.E. Paraffin-base oil transportation using pour-point depressants	794
Samokhina N.P. Research in dust air pollution level in the industrial areas of Tomsk	796
Shestakova A.V. Investigation of natural mineral waters of Choigan complex (Eastern Tyva)	797
Shinawy F.EL, Naymushina O.S. Geotechnical appraisal of the soils in East Aswan city, Egypt	798
Silko G.Y., Belinskaya N.S., Kiseleva S.V. Investigation of technological parameters influence on the catalytic dewaxing process using developed mathematical model	800

Tatarkina A.I. Umsetzung der Destillierten Benzinfraktionen in Hochoktanbenzin auf der Basis der Zeolithhaltigen Katalysatoren.....	802
Tikhonova S.A., Tikhonova SV.A. Electrical properties of frozen rocks	804
Yakupova I.V. The applying of mathematical modelling method for control of the catalytic reforming installation of Achinsk oil-refining factory	806
Yusupov D.V. Platinum-metal mineralization of the western and central parts of the Stanovaya metallogenic zone (Far East, Russia)	807
Zippa E.V. Environmental condition of the Mzymta river after construction and exploitation of Olympic venues	809
Zlobina A.N. The causes of high soil radioactivity in Chinese province Guangdong.....	810

Научное издание

Проблемы геологии и освоения недр
Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А.
Усова студентов и молодых ученых

II Том


Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
e-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати ____ 2014. 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 инженеринг (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.

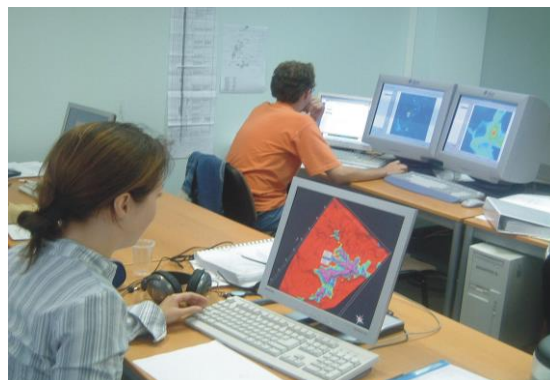
Лекции читаются на английском языке профессорами Эдинбургского университета, а также аккредитованными преподавателями Центра. После завершения программ слушатели приобретают образование международного стандарта, степень магистра университета Heriot-Watt и диплом о профессиональной переподготовке Томского 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, разработка 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,



В компьютерном классе

главная цель которого – интеграция полученных 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



**Зал 3D-визуализации.
Защита геологами дипломных работ**

150 персональных компьютеров, 5 рабочих станций 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 01.06.2005



**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.

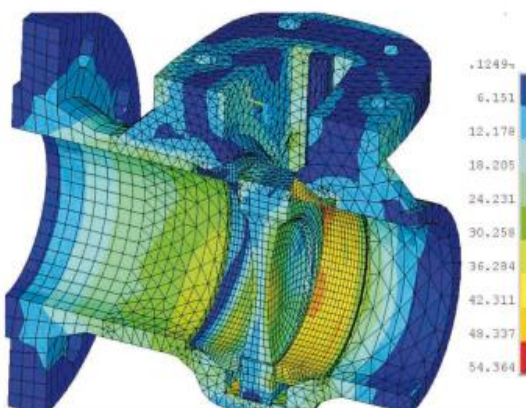
КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СПЕЦИАЛИСТОВ:

- 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, прямооточных 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

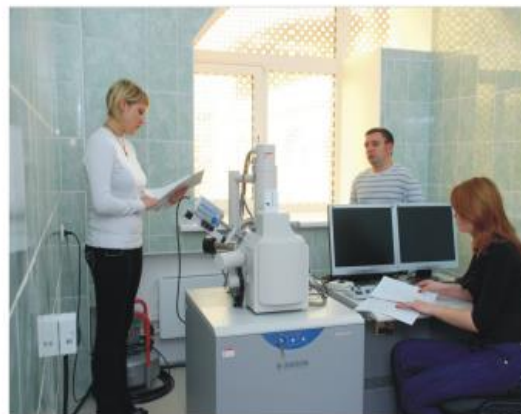
МАГИСТЕРСКАЯ ПРОГРАММА «ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ» (Срок обучения: 2 года. Степень: магистр геологии)

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-редкометаллщиков; 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;
- Промыленно-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-редкометаллыщиков, 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.

